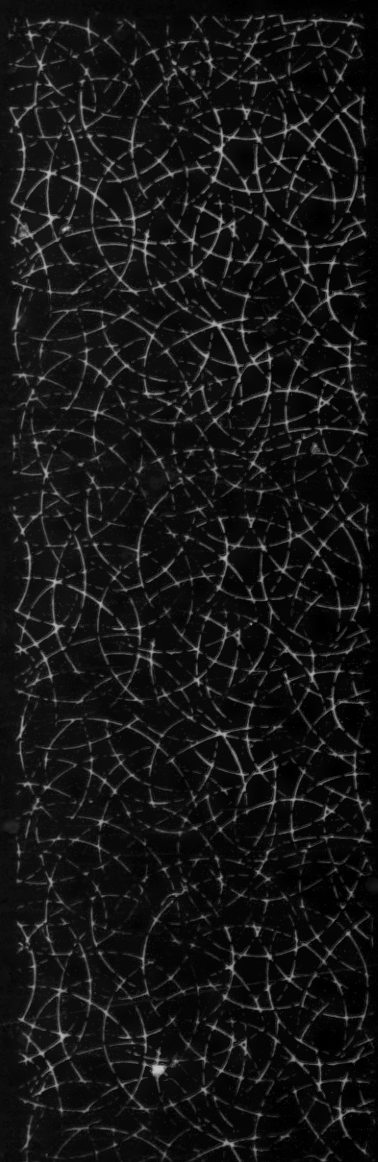
91-04972/

OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE



Rapport annuel 1990

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le 31 mars 1991

L'honorable Jake Epp, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 1990, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C., 1985, chap. N-7.

Veuillez recevoir, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

Le Président,

R. Priddle

PROFIL DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédérale indépendant créé par une loi du Parlement le 2 novembre 1959. Depuis sa création, il joue un rôle important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office autorise les importations et les exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, délivre des certificats relativement aux pipelines interprovinciaux et internationaux et aux lignes interprovinciales et internationales désignées de transport d'électricité, et établit les droits et tarifs visant les oléoducs et les gazoducs relevant de la compétence fédérale.

Aux termes de la Loi, l'Office est également tenu de suivre la situation de l'approvisionnement en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits du pétrole et du gaz; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'Office assume des responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la Partie II du *Code canadien du travail*.

Siège :

Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Bureau de Calgary :

Office national de l'énergie
4500, 16th Avenue N.W.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6
(403) 292-6700

© Minister of Supply and Services Canada 1991

Cat. No. NE 1-1990F
ISBN 0-662-96773-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande.

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request.

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

2 Message du Président

6 Évolution de la situation énergétique
9 Pétrole brut et produits pétroliers
13 Gaz naturel
16 Électricité
18 Activités d'exploration de pétrole et de gaz naturel, et réserves

24 L'année en bref

28 Activités de l'Office
28 Audiences, enquêtes et examens
42 Autres activités de l'Office

66 Loi et règlements

72 Organisation

78 Fonctions et attributions

84 Motifs de décision et autres rapports publiés en 1990

88 Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

92 Table de conversion au système métrique

94 Annexes

MESSAGE DU PRÉSIDENT

En 1990, l'Office national de l'énergie s'est encore vu obligé de tenir tête au changement : sa loi constitutive a été modifiée et ses attributions en matière d'environnement ont évolué; de plus, il a modifié de sa propre initiative sa démarche de réglementation. Voici trois exemples.

- Le 1er juin entraient en vigueur certaines modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* donnant effet à la Politique canadienne de l'électricité, annoncée en septembre 1988. L'Office a immédiatement renseigné le public et l'industrie visée au sujet des mesures à prendre pour mettre cette politique intégralement en vigueur. Plus tard durant l'année, il a instruit la première importante demande relative à l'exportation d'électricité faite en vertu de la loi modifiée. L'objectif visé est de continuer à sauvegarder l'intérêt public en matière d'exportation d'électricité et de lignes internationales d'électricité tout en évitant de faire double emploi avec les mesures prises par les sociétés en cause et par les gouvernements provinciaux. L'Office autorisera normalement les exportations par voie de permis, sans recourir à des audiences publiques.

- Un série de décisions de la Cour fédérale, en 1989 et 1990, ont montré clairement que le *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* de 1984 a force de loi pour ce qui est de l'activité de réglementation exercée par l'Office. Évidemment, celui-ci s'est toujours préoccupé du volet environnemental, particulièrement lorsqu'il s'agissait de canalisations ou de lignes d'électricité. Auparavant, il n'avait toutefois pas été tenu d'examiner les incidences environnementales de l'exportation du gaz naturel. À partir de 1990, l'Office a adopté une démarche formelle d'examen préalable servant à déterminer quelles pourraient être les incidences environnementales négatives de ces exportations et les répercussions sociales de ces incidences. Après avoir examiné soigneusement environ quarante demandes de licences d'exportation de gaz, à la faveur d'une démarche entièrement publique, l'Office a conclu que les incidences environnementales possibles de l'exportation du gaz de la partie sud du Canada sont vraisemblablement négligeables. Par conséquent, à la fin de l'année, en collaboration avec le Bureau fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, l'Office a tenté de faire exempter du processus d'examen les exportations de gaz naturel en provenance de sources traditionnelles, dans la partie sud du Canada, ce qui permettrait d'éviter l'examen superflu et redondant de tous les projets ayant les mêmes répercussions sur l'environnement.

- En mars, après une audience publique, l'Office a décidé qu'il ne se servirait plus de l'analyse sociale des avantages et des coûts comme moyen de déterminer si une exportation de gaz naturel est dans l'intérêt public. Il a constaté qu'il existe une trop grande incertitude au sujet de la nécessité d'une analyse sociale des avantages et des coûts et de ses résultats pour justifier son application à la démarche d'approbation des licences d'exportation de gaz. L'Office s'estimait effectivement capable d'exécuter son mandat en vertu de la Loi, celui de déterminer si une exportation va dans le sens de l'intérêt public, sans recourir à ce genre d'analyse.

La charge de réglementation de l'Office en 1990, mesurée d'après le nombre de jours d'audience, a correspondu environ à la moyenne des cinq dernières années. Par ailleurs, il a consacré la majeure partie de ses efforts à une demande déposée par TransCanada PipeLines en vue d'un programme d'expansion dont le coût estimatif était de 2,4 milliards de dollars. Cette audience de 96 jours a touché plusieurs aspects de la demande, notamment la construction de pipelines et les exportations de gaz ainsi rendues possibles. C'est cependant la question de la conception des droits, celle de déterminer qui devra payer pour cette expansion, qui a prédominé. Les cinq membres de l'Office instruisant cette demande ont consacré 59 jours d'audience à ces questions avant de décider, au début de novembre, que le coût de tous les aménagements envisagés par TransCanada pour 1991 et 1992 devait être inclus dans la base de taux de la société aux fins de la tarification. C'est a dire que tous les expéditeurs qui ont recours au réseau de TransCanada partageront le coût de l'expansion proposée. L'on a assisté à des discussions très vives pendant cette phase de l'audience. Fatalement, la décision a été controversée.

Dans d'autres dossiers, en 1990, l'Office a siégé dans les régions, par exemple à Fort St. John, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et à Kingston, dans l'est de l'Ontario. L'Office a comme politique de tenir ses audiences dans la localité visée, surtout si des intérêts locaux sont en jeu ou si les intervenants sont de la région. Il y a eu, par exemple, la demande de TransCanada en vue de la construction d'une canalisation dans la région des Mille-Îles d'Ontario. L'Office a siégé 21 jours, surtout en soirée, afin d'examiner cette demande, qui vise l'aménagement d'un gazoduc de 25 kilomètres jusqu'à la frontière. Lorsque les installations envisagées risquent d'affecter les individus, la collectivité ou l'environnement, l'Office fournit une tribune afin que les intéressés puissent faire valoir leurs éléments de preuve et arguments et que

les droits en cause puissent faire l'objet d'un arbitrage. La décision définitive n'est pas encore prise dans cette instance.

En 1990, l'Office a également été appelé à statuer sur les droits pipeliniers. Il s'agit d'un dossier important car les revenus annuels en jeu atteignent deux milliards de dollars. D'autre part, dans ce domaine comme ailleurs, l'Office cherche à réaliser des économies mesurables au plan de la réglementation tout en veillant à l'intérêt public. Il préconise par exemple le recours aux conférences préparatoires, avant les audiences, réunissant les sociétés pipelinières et les parties intéressés afin de négocier le règlement des questions en litige, de sorte qu'il ne soit pas nécessaire de les aborder pendant l'instance contradictoire devant l'Office. Certains progrès ont été réalisés de ce point de vue dans le dossier de Westcoast Energy Inc. et l'Office a bon espoir que le bilan sera également positif dans le cas de TransCanada PipeLines.

L'industrie énergétique du Canada s'inscrit dans le contexte du marché nord-américain, surtout pour ce qui est du pétrole, du gaz et de l'électricité, de sorte que les organismes de réglementation énergétique, de part et d'autre de la frontière, doivent absolument rester sur la même longueur d'ondes tout en prenant des décisions fondées sur les faits en cause dans chaque affaire. Au niveau du personnel, les rapports entre l'Office national de l'énergie et la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC) ont continué en 1990. De plus, en septembre, le président de la FERC, accompagnés de quelques cadres, a rendu visite à certains membres de l'Office, ceci afin de promouvoir les bonnes relations et de tenir les voies de communication ouvertes entre les deux organismes. Les discussions ont porté sur des sujets assez généraux, pas sur des demandes en instance dans l'un et l'autre pays. Nos rapports avec la FERC sont un complément aux excellents liens opérationnels que nous entretenons avec les organismes de réglementation provinciaux.

À compter du 1er janvier 1991, l'Office commence à recouvrer ses coûts auprès des sociétés qu'il réglemente. En 1990, d'importants efforts ont été déployés pour mettre en place un régime de recouvrement qui procure équitablement à l'Office les revenus annuels de 27 millions de dollars dont il a besoin. Un comité de l'industrie a été constitué pour agir comme intermédiaire entre l'Office et les secteurs de l'industrie qui doivent payer les services de l'Office.

L'Office a examiné avec rigueur la taille et le coût de ses opérations depuis le début de la déréglementation de l'énergie au Canada, il y a cinq ans. Par suite de cet examen, l'effectif de l'Office a été réduit d'environ un tiers depuis lors. L'Office entend continuer de rationaliser ses fonctions afin de s'acquitter le mieux possible de son mandat et de ses obligations en matière de sauvegarde de l'environnement.

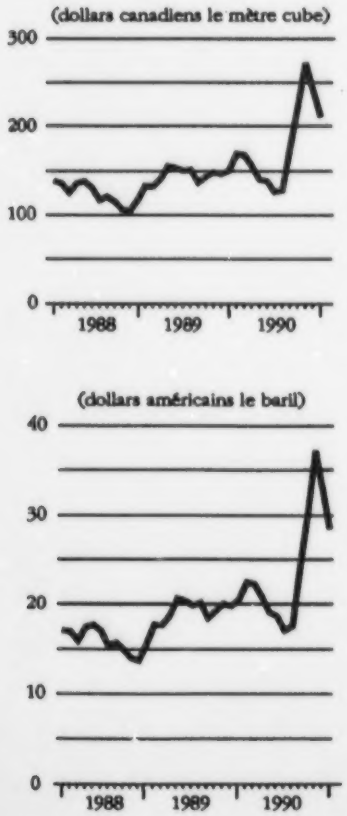
Il y a eu roulement considérable des membres de l'Office depuis deux ans. L'Office a tiré parti de l'expérience, de la perspective régionale et de l'enthousiasme des nouveaux membres, tous en fonction durant toute l'année 1990. Notre personnel aussi a fait montre de professionnalisme et d'habileté en relevant une variété de défis nouveaux, en 1990. Je suis fier de nos gens et du respect que commandent leurs efforts, tant dans les milieux énergétiques qu'au Canada en général.

R. Priddle

Prix international du pétrole

En 1990, le prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing, Oklahoma, a atteint en moyenne 24,45 $ US le baril (179,50 $ CAN le mètre cube), soit une hausse de 25 % par rapport à la moyenne de 19,59 $ US enregistrée en 1989. Au cours du premier semestre de l'année, les prix mondiaux du pétrole brut ont chuté - le baril de West Texas Intermediate passant d'une moyenne de 22,64 $ US en janvier à 16,87 $ US en juin. L'invasion du Koweït en août, l'embargo commercial décrété sur l'Irak et le Koweït et la menace de guerre dans le Golfe ont eu pour effet d'accroître l'instabilité et de hausser le niveau des prix internationaux du brut au cours du deuxième semestre. Après avoir atteint un seuil en juin 1990, le baril de West Texas Intermediate a augmenté d'environ 15 $ US pour s'établir, au cours du dernier trimestre de 1990, en moyenne à près de 32 $ US, avec des fluctuations allant de 26 $ US à 40 $ US. Les prix canadiens du pétrole ont suivi de très près les cours mondiaux représentés par le prix repère du West Texas Intermediate.

Figure 1
Prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate à Cushing



Par rapport à 1989, la demande mondiale de pétrole (à l'exception de celle des pays à économie planifiée) s'est accrue d'environ 1,3 %, soit 700 000 barils par jour, pour s'établir à 53 millions de barils par jour. La consommation des pays moins développés a augmenté pour atteindre 15,3 millions de barils par jour. La demande des pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a augmenté de 0,3 %; la hausse de la consommation en Europe et au Japon a en partie été compensée par la baisse enregistrée en Amérique du Nord. En 1990, on a estimé à 37,7 millions de barils par jour la consommation de pétrole des pays membres de l'OCDE.

En ce qui concerne l'offre, la production de brut des pays membres de l'OCDE a continué de baisser; en 1990, la baisse est évaluée à 100 000 barils par jour par rapport à 1989. Pour leur part, les pays en développement non membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ont augmenté leur production de 300 000 barils par jour. Les exportations des pays à économie planifiée ont légèrement diminué en 1990 de sorte que, dans l'ensemble, l'offre totale hors-OPEP n'a pratiquement pas varié par rapport à l'an dernier.

Au cours du premier semestre de 1990, la production de pétrole brut de l'OPEP a atteint en moyenne 23,6 millions de barils par jour, ce qui représente 1,5 million de barils par jour de plus que le quota. L'embargo décrété sur les livraisons irakiennes et koweïtiennes a eu pour effet de réduire l'approvisionnement mondial en brut de quatre millions de barils par jour; en novembre toutefois, l'Arabie Saoudite, les Émirats arabes unis et le

Venezuela avaient considérablement augmenté leur production de sorte que l'approvisionnement était pratiquement revenu à son niveau antérieur.

Prix du gaz naturel

Les prix du gaz naturel importants pour le commerce international du Canada sont ceux en vigueur aux États-Unis. Les commentaires qui suivent résument l'évolution générale des prix nord-américains du gaz en 1989 et 1990.

Mises à part les fluctuations saisonnières, les prix du gaz naturel nord-américain à la tête du puits, sont restés relativement stables les deux dernières années. Pour 1990, les prix se sont établis en moyenne à 1,73 $ US le millier de pieds cubes, contre 1,69 $ US le millier de pieds cubes l'année précédente.

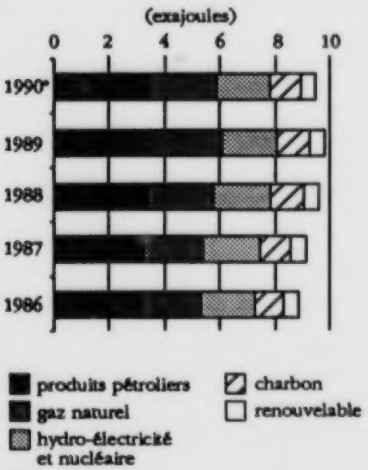
Les prix ont enregistré des fluctuations plus prononcées sur les marchés où les exportations canadiennes font concurrence aux approvisionnements américains. Comme le rapporte le Département de l'Énergie des États-Unis, les prix du gaz aux points de livraison en Californie ont monté de 6 % en 1990 par rapport à 1989, pour atteindre 2,90 $ US le millier de pieds cubes; dans les États du nord-ouest en bordure du Pacifique, ils ont baissé d'environ 8 %, pour s'établir à 2,18 $ US le millier de pieds cubes; dans la région centrale, ils ont baissé en moyenne de 3 %, pour se fixer à 3,11 $ US le millier de pieds cubes; et dans les États du nord-est, ils ont monté d'environ 2 %, pour s'établir à 3,21 $ US le millier de pieds cubes.

Production, consommation et commerce de l'énergie

En 1990, la demande intérieure d'énergie a chuté et le volume net des exportations d'énergie a légèrement diminué, ce qui a entraîné une baisse de production. La production d'énergie nucléaire a décru en raison d'une production moindre dans certaines centrales nucléaires.

Après avoir enregistré une croissance de 2,3 % en 1989, la demande d'énergie primaire a diminué de 3,4 % en 1990, en raison d'une plus faible consommation de gaz naturel, de charbon, des produits pétroliers et d'énergie renouvelable (les baisses constatées sont de 5 %, 6 % 2,4 % et 2,2 % respectivement dans chaque cas). La consommation d'électricité est demeurée stable. La baisse de la demande primaire en 1990 a été principalement occasionnée par une hausse des températures moyennes par rapport à 1989.

Figure 2
Consommation d'énergie au Canada



*Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 1

En 1990, les exportations totales de pétrole, y compris le brut et les produits raffinés, ont augmenté d'environ 0.5 %. Les importations ont diminué de 10 %. Le prix moyen du pétrole à l'exportation a monté de près de 26 %, et le prix moyen à l'importation a augmenté de 19 %. Par conséquent, les revenus nets des exportations de pétrole ont augmenté de quelque 80 %, pour s'établir à 3,1 milliards de dollars, alors que les volumes d'exportation nets ont monté de près de 26 %, pour atteindre à peu près 800 pétajoules.

Les volumes d'exportation de gaz naturel ont augmenté d'environ 7 % en 1990, atteignant environ 40,7 milliards de pieds cubes. Les revenus d'exportation ont augmenté d'environ 6,5 %. Les exportations nettes de gaz naturel ont constitué près de 70 % des exportations nettes d'énergie indiquées au tableau 1. Les revenus nets d'exportation de gaz naturel, qui se sont chiffrées à 3,1 milliards de dollars, ont représenté à peu près 50 % des revenus d'exportation nettes apparaissant au tableau 1.

Tableau 1
Commerce canadien de pétrole, de gaz naturel et d'électricité
(En pétajoules et en milliards de dollars)

	1988		1989		1990 [e]	
	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $
Exportations						
Pétrole [a]	2 304	6,5	2 139	7,0	2 150	8,9
Gaz naturel	1 355	3,0	1 432	3,0	1 515	3,2
Électricité [b]	107	0,9	66	0,7	59	0,5
Exportations totales	**3 766**	**10,4**	**3 637**	**10,7**	**3 724**	**12,6**
Importations						
Pétrole [a]	1 269	4,2	1 506	5,3	1 355	5,8
Gaz naturel	24	0,1	46	0,1	28	0,1
Électricité [b]	10	0,1	31	0,3	56	0,6
Importations totales	**1 303**	**4,3**	**1 583**	**5,7**	**1 439**	**6,5**
Exportations totales nettes	**2 463**	**6,1**	**2 054**	**5,0**	**2 285**	**6,1**

Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

e) Estimation
a) Comprend tous les produits pétroliers et les liquides de gaz naturel. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
b) L'électricité est convertie au taux de 3,6 pétajoules par térawattheure, sur la base de la teneur énergétique de la production d'électricité. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.

Les exportations d'électricité ont encore une fois été peu importantes en 1990 - elles ont baissé de 11 % par rapport à 1989 et n'ont représenté que 55 % du volume enregistré en 1988. La faible hydraulicité dans certaines parties du pays et les restrictions imposées à la production des centrales alimentées au charbon en Ontario ont restreint la quantité d'électricité pouvant être offerte à l'exportation. Les revenus d'exportation ont diminué de 17 % en 1990, pour s'établir à 547 millions de dollars. Les importations, qui ont atteint 56 pétajoules, ont fait un saut de plus de 80 %. Bien que le Canada ait été un exportateur net d'électricité en 1990, les exportations ont été supérieures de seulement 3 pétajoules (tableau 1) aux importations, mais les revenus d'exportation ont été inférieurs d'environ 9 millions de dollars aux coûts d'importation.

Pétrole brut et produits pétroliers

Production canadienne de pétrole brut

La production de pétrole brut au Canada (comprenant le brut léger conventionnel et le brut lourd, le bitume, les pentanes plus et le brut synthétique) a atteint en moyenne près de 261 300 mètres cubes par jour en 1990, soit environ 2 % de moins qu'en 1989.

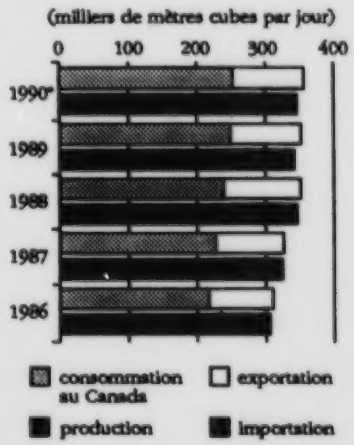
L'offre de brut léger conventionnel a suivi la tendance à la baisse amorcée en 1988, s'établissant en moyenne à 141 200 mètres cubes par jour, ce qui représente une baisse de 4 % par rapport à l'offre moyenne de l'an dernier.

En 1990, les usines **Syncrude** et **Suncor** ont produit en moyenne 32 900 mètres cubes par jour de brut synthétique, soit 1 % de plus que l'année précédente. La production de brut synthétique de l'usine de mise en valeur Newgrade a atteint environ 1 500 mètres cubes par jour. Les problèmes de fonctionnement que cette usine a connus en 1989 ont pour la plupart été résolus en 1990 et sa production de brut synthétique a augmenté au cours du dernier trimestre de 1990.

La production totale de pentanes plus a atteint en 1990 près de 18 100 mètres cubes par jour, dont 12 500 mètres cubes par jour étaient destinés à diluer le brut lourd et le bitume. Cela ne représente pratiquement aucune variation par rapport aux niveaux enregistrés en 1989 pour la production de pentanes plus et leur utilisation comme diluant.

L'offre de brut lourd mélangé (comprenant le brut lourd conventionnel, le bitume et les pentanes plus utilisés comme diluants) a atteint en moyenne le niveau record de 82 000 mètres cubes par jour en 1990, ce qui représente une augmentation de 5 % par rapport à 1989. Ce rendement est principalement attribuable à des augmentations de la production de brut conventionnel tout au long de l'année, mais la production de bitume a également augmenté comme suite à la forte hausse des prix du brut en août.

Figure 3
Pétrole brut et équivalents – Canada
Approvisionnement et utilisation



* Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 2

Raffinage du pétrole

En 1990, la demande des principaux produits pétroliers au Canada a baissé d'environ 2 %, une hausse de la demande de mazout lourd ayant en partie contrebalancé les diminutions enregistrées pour la demande d'essence à moteur et de distillats moyens. Malgré la chute de la demande globale, la production des raffineries a augmenté de 1 %, ce qui reflète une baisse importante dans le volume des importations de produits pétroliers.

Les achats de brut intérieur par les raffineries canadiennes ont été de l'ordre de 168 700 mètres cubes par jour, ce qui constitue une baisse d'environ 2 % par rapport à 1989. Les achats de brut étranger ont atteint 84 000 mètres cubes par jour, soit une hausse de 8 %.

Importations de pétrole brut

En 1990, les importations de pétrole brut ont constitué 33 % des besoins totaux des raffineries du pays. À l'échelle régionale, les provinces de l'Atlantique ont été presque entièrement tributaires du pétrole brut importé, alors que celui-ci a représenté 74 % des besoins totaux du Québec. Le Canada s'approvisionne auprès de différents pays, dont certains font partie de l'OPEP. Le brut originaire des pays de l'OPEP a couvert 32 % de nos importations totales en 1990, soit 5 % de moins qu'en 1989. Les pétroles bruts originaires de la mer du Nord ont représenté 64 % de nos importations totales de brut, contre 57 % en 1989.

Figure 4
Pétrole brut léger prix à l'exportation et à l'importation, selon les rentrées nettes à Edmonton*

* Non rajusté selon la qualité

Exportations de pétrole brut

Les exportations totales de pétrole brut (synthétique compris) ont atteint presque 103 500 mètres cubes par jour, ce qui représente une légère hausse par rapport à 1989. Le total de 1990 comprend environ 44 500 mètres cubes par jour de brut léger et 59 000 mètres cubes par jour de brut lourd mélangé. La valeur totale des exportations de pétrole brut en 1990 est estimée à 5,5 milliards de dollars, contre 4,4 milliards en 1989.

Le Midwest américain reste le premier marché d'exportation du Canada. Des quantités moins élevées de pétrole ont été expédiées depuis Montréal vers les États de la côte Est et vers la partie américaine du golfe du Mexique, et depuis Vancouver vers les États de la côte Ouest et vers les pays d'Extrême-Orient.

En 1990, les plus gros acheteurs étrangers ont été **United Refining, Sun Refining, Conoco, Clark Oil et Ashland Oil** pour le brut léger canadien, et **Koch Refining, Mobil et Amoco** pour le brut lourd. (Consulter l'annexe 5 de la section Pétrole pour plus de renseignements.)

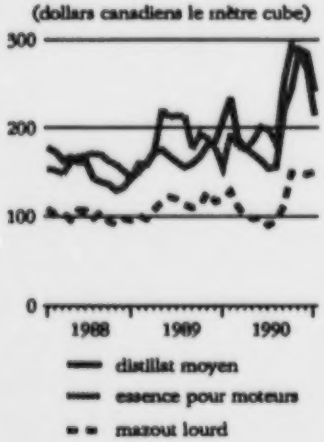
Importations des principaux produits pétroliers

En 1990, les importations canadiennes des principaux produits pétroliers se sont établies en moyenne à 18 400 mètres cubes par jour, ce qui représente une baisse de 15 % par rapport à 1989. La majeure partie de cette diminution a visé l'essence à moteur et les distillats moyens, principalement importés au Québec, mais a été compensée par une forte augmentation des importations de carburéacteur en Ontario.

Figure 5
Utilisation de pétrole brut canadien 1990
(milliers de mètres cubes par jour)

Pétrole brut canadien raffiné au Canada	168,7
Pétrole brut canadien exporté du Canada	103,4
Pétrole brut importé raffiné au Canada	84,0
Mer du nord	53,9
Hémisphère occidental	5,3
Moyen-Orient	12,8
Autre	12,0

Figure 6
Principaux produits pétroliers
Prix moyen à l'exportation F.A.B.



Exportation des principaux produits pétroliers

En 1990, les exportations des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité ont augmenté d'environ 13 %, pour se situer à 34 000 mètres cubes par jour. Ce rendement reflète une hausse du volume d'exportation, surtout à partir des provinces de l'Atlantique. En outre, le conflit au Moyen-Orient, qui a débuté en août 1990, a entraîné une augmentation des revenus d'exportation. On peut voir à la figure 6 l'évolution du prix d'exportation moyen des principaux produits pétroliers durant les trois dernières années. La hausse des prix d'exportation des distillats en décembre 1989 et en janvier 1990 est le fait des températures froides record enregistrées dans l'Est de l'Amérique du Nord. L'invasion du Koweït par l'Irak a provoqué une hausse importante des prix, lesquels se sont maintenus pendant le reste de l'année.

Les États-Unis, qui ont acheté près de 96 % de nos exportations totales de produits pétroliers, ont encore été notre plus gros client à ce chapitre.

Les exportations d'essence à moteur et de distillats moyens des provinces de l'Atlantique ont augmenté en 1990, résultat d'une réduction des délais de production des raffineries. Le tableau 2 indique les quantités exportées, par produit et par région.

Tableau 2
Exportations de produits pétroliers en 1990
(Estimations en milliers de mètres cubes)

	Essence à moteur	Distillats moyens	Carbu-réacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total [a]
Atlantique	2 625	2 801	739	989	527	7 681
Québec	139	400	–	326	–	865
Ontario	408	826	93	909	10	2 246
Prairies	279	327	89	100	–	795
Colombie-Britannique	402	356	84	3	30	875
Total	3 853	4 710	1 005	2 327	567	12 462
Prix moyen à l'exportation ($/m³)	218,70	210,00	(b)	119,10	(b)	–

a) Ne comprend pas le propane, les butanes, les lubrifiants, les graisses et l'asphalte.
b) Ne peuvent être publiés en raison de leur caractère confidentiel.

Capacité des oléoducs

En 1990, la **Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.**, a fonctionné à pleine capacité, ou presque, sur le tronçon de son réseau qui va de Edmonton à Sarnia. Au cours des derniers mois de l'année, elle a dû effectuer des répartitions de capacité pour exécuter des programmes d'entretien. Toutefois, les répartitions n'ont, dans l'ensemble, pas eu d'effet dommageable car la production a été plus faible qu'au cours des années antérieures. Le débit du tronçon du réseau d'**Interprovincial** qui va de Sarnia à Montréal a continué de baisser, pour s'établir à 13 400 mètres cubes par jour en 1990, contre 16 500 mètres cubes par jour en 1989.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a en général eu une capacité disponible sur son réseau, bien qu'elle ait fonctionné au maximum de sa capacité vers la fin de l'année. **Trans Mountain** continue ses études pour déterminer si elle doit construire un port en mer dans l'État du Washington.

Gaz naturel

Offre et demande au Canada

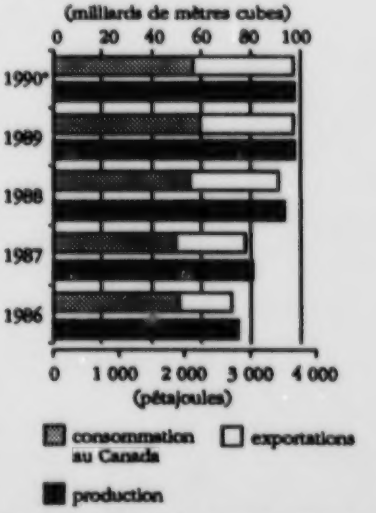
En 1990, la production canadienne de gaz naturel commercialisable, qui a atteint 98,1 milliards de mètres cubes, n'a pratiquement pas varier par rapport à 1989.

Durant l'année, les importations de gaz naturel se sont élevées à 742,5 millions de mètres cubes, ce qui représente une baisse de 31 % par rapport aux importations de 1989, qui se sont chiffrées à près de 1,1 milliard de mètres cubes. Cette baisse est le résultat d'achats au comptant plus nombreux du gaz de l'Alberta plutôt que du gaz américain aux fins de son stockage au cours des mois d'été. L'Office a rendu 38 ordonnances d'importation à court terme, contre 48 en 1989. La majeure partie du gaz américain importé au Canada a passé par les installations reliant **Union Gas Limited** et le réseau de **Panhandle Eastern Pipe Line Company**, près de Windsor, en Ontario. Vingt pour cent du gaz importé au Canada a passé par le gazoduc de **St. Clair Pipelines Ltd.** près de Sarnia, en Ontario.

En 1990, les ventes de gaz naturel au Canada ont atteint 54,3 milliards de mètres cubes, ce qui constitue une baisse de 4,6 % par rapport à 1989. Cette baisse a été particulièrement marquée en Colombie-Britannique. Le Québec a été la seule province à enregistrer une hausse de ses ventes nettes de gaz naturel.

La baisse de la consommation des secteurs résidentiel et commercial a été attribuable à un réchauffement des températures moyennes. La consommation industrielle du gaz naturel a chuté brusquement en Alberta et en Colombie-

Figure 7
Gaz naturel
Approvisionnement et utilisation



Importations trop faibles pour être illustrées

*Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 3

Britannique, où l'on a enregistré une baisse importante de la production d'électricité à partir du gaz naturel.

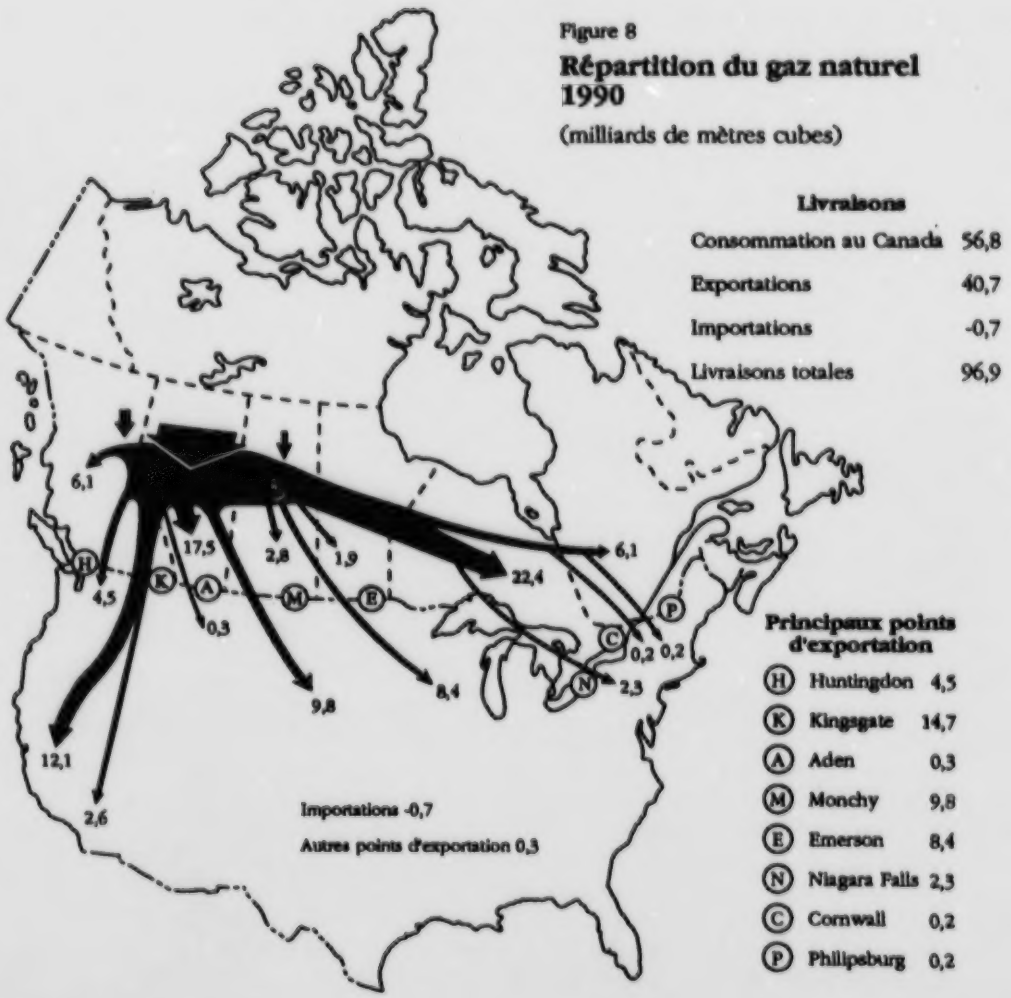
Exportations

Les exportations de gaz naturel aux États-Unis ont augmenté d'environ 7 % en 1990, passant de 37,9 milliards de mètres cubes (environ 1,43 milliard de gigajoules) à 40,7 milliards de mètres cubes (ou à peu près 1,52 milliard de gigajoules, soit environ 1,44 billions de pieds cubes).

Figure 8

Répartition du gaz naturel 1990

(milliards de mètres cubes)



Les revenus totaux des exportations de gaz naturel ont aussi augmenté d'environ 6,5 %, passant de 3 milliards de dollars canadiens en 1989 à 3,2 milliards de dollars canadiens en 1990.

Le prix moyen du gaz naturel exporté est demeuré stable à près de 2,11 dollars canadiens le gigajoule.

La Californie a absorbé 35 % des exportations canadiennes de gaz naturel en 1990, la région du Centre, 43 %, la région du nord-ouest en bordure du Pacifique, 12 %, les États du nord-est, 9 %, et la région des Rocheuses, 1 %.

C'est la région du Centre qui a été à l'origine de la majeure partie de l'accroissement des quantités exportées durant l'année, les États du nord-est étant à l'origine de la majeure partie du reste. En 1990, la part canadienne du marché américain de gaz naturel est restée supérieure à 7 % de la consommation.

L'accès aux réseaux de gazoducs américains a continué de s'améliorer en 1990. À la fin de l'année, tous les gazoducs américains étaient utilisables en accès libre, ce qui a facilité l'accroissement des ventes de gaz naturel canadien exporté en vertu d'ordonnances à court terme, qui sont passées de 13,9 milliards de mètres cubes en 1989 à 14,5 milliards de mètres cubes en 1990. Les ventes à court terme ont constitué environ 36 % des exportations totales de gaz naturel en 1990, contre 37 % en 1989.

À la fin de 1990, les perspectives des ventes à l'exportation pour 1991 étaient prometteuses, en particulier pour la production d'électricité et plus précisément pour le secteur du marché axé sur la cogénération. Sur les 33 demandes d'exportation de gaz naturel à long terme étudiées par l'Office en 1990, 16 visaient des exportations destinées à des projets de cogénération.

Capacité des gazoducs

En 1990, les principaux gazoducs canadiens ont eu peu de capacité disponible. L'Office a approuvé une partie d'un grand projet d'agrandissement de gazoduc de **TransCanada PipeLines Limited** et l'agrandissement des installations de gaz de **Westcoast Energy Inc.** (On trouvera plus de renseignements à ce sujet au chapitre intitulé *Audiences, enquêtes et examens*, aux pages 28.) **TransCanada** sollicite également d'autres approbations pour la construction d'installations supplémentaires en 1991-1992. L'Office prévoit rendre une décision à ce sujet au printemps de 1991.

Figure 9
Prix moyens à l'exportation du gaz naturel

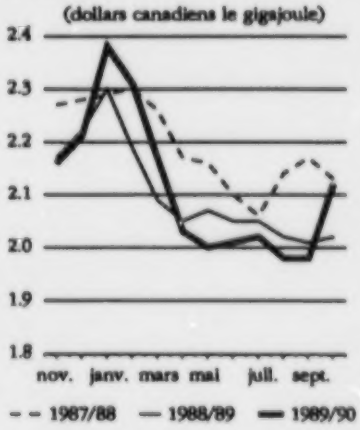
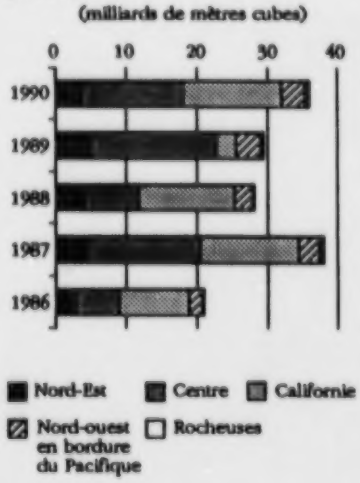


Figure 10
Exportation de gaz naturel par région



Liquides du gaz naturel

La production totale de liquides du gaz naturel en 1990 s'est établie à 24,4 millions de mètres cubes, se répartissant comme suit : éthane, 10,3; propane, 9,3; butanes, 4,9. Ces volumes sont à peu près les mêmes qu'en 1989.

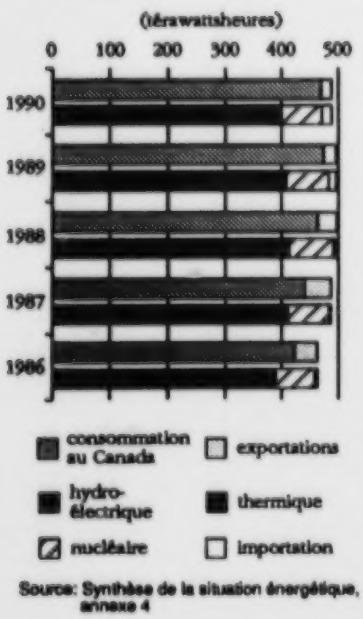
Les exportations totales de liquides du gaz naturel en 1990 se sont élevées à 6,7 millions de mètres cubes, se répartissant comme suit : éthane, 0,8; propane, 3,5; butanes, 2,7. En 1990, les exportations d'éthane ont été les mêmes qu'en 1989, les exportations de propane ont baissé de 5 % et celles de butanes ont baissé de 12 %.

Électricité

Capacité de production

En 1990, la capacité totale nette de production d'électricité du Canada était de l'ordre de 98 500 mégawatts, soit environ 2 000 mégawatts ou 2 % de plus qu'en 1989.

Figure 11
Électricité
Offre et utilisation



Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 4

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1990 est estimée à 470 000 gigawattheures, en baisse de 3 % par rapport à 1989. Environ 63 % de ce total provenaient de centrales hydro-électriques, 22 % de centrales thermiques classiques et 15 % de centrales nucléaires. La consommation canadienne totale pour 1990, estimée à près de 470 000 gigawattheures, n'a pratiquement pas varié par rapport à 1989. La figure 11 présente l'offre et l'utilisation de l'électricité au cours des cinq dernières années.

Exportations

Le fléchissement des ventes d'électricité à l'exportation, constaté en 1989, s'est poursuivi pendant la majeure partie de 1990. Les ventes totales, les plus faibles depuis 1976, se sont chiffrées à 16 494 gigawattheures, une diminution de 11 % par rapport à 1989. Aucun nouveau contrat garanties d'exportation n'est entré en vigueur au cours de l'année; néanmoins, les ventes garanties ont enregistré une modeste hausse de 4 % par rapport à l'année dernière, alors que les ventes interruptibles ont diminué de 23 % par rapport à 1989. Les revenus totaux d'exportation, qui se sont établis à 547 millions de dollars, ont chuté de 17 % par rapport à l'an dernier, alors que le prix moyen a diminué de 7 %.

En 1990, les ventes d'électricité sont passées par deux phases distinctes. Au cours du premier semestre, les sociétés exportatrices ont eu fort peu d'excédents exportables en raison de la faible hydraulicité dans certaines

provinces et des restrictions qui ont frappé la production fondée sur les combustibles fossiles en Ontario. Ces restrictions ont dû être imposées pour que Ontario Hydro respecte les limites provinciales établies en matière d'émanations de gaz acide. Le second semestre a été marqué par un retournement de la situation : les quantités exportées se sont accrues en raison de la montée du niveau des eaux partout au Canada. Mais durant cette période, plutôt que de tenter d'accroître leurs ventes à l'exportation, certains services publics en ont profité pour réapprovisionner leurs réserves d'eau qui, au cours des dernières années, s'étaient épuisées en raison de précipitations au-dessous de la moyenne. Pour l'ensemble de l'année, le Canada a été un exportateur net d'électricité.

L'hydro-électricité demeure la première source de production de toute l'électricité exportée. Sa part s'est accrue, pour passer à 63 % en 1990, contre 45 % en 1989. Parmi les autres combustibles utilisés pour produire l'électricité destinée à l'exportation, mentionnons l'énergie nucléaire (13 %), le charbon canadien (8 %), le pétrole importé (6 %), le gaz naturel (5 %) et le charbon importé (2 %). Les 3 % restants étaient composés d'électricité achetée auprès d'une société américaine et revendue à une autre.

Les annexes 6 et 7 sur l'électricité présentent l'origine et la destination de toutes les exportations d'électricité, par province exportatrice et région ou état importateur. La région de la Nouvelle-Angleterre a été, tout comme en 1988 et en 1989, la première région importatrice, absorbant environ 37 % de toutes les exportations canadiennes d'électricité.

Importations

En 1989 et 1990, les importations ont pris une part plus importante dans le commerce de l'électricité. En 1990, les achats aux États-Unis ont atteint le niveau record de 15 543 gigawattheures, au coût global de 556 millions de dollars. **Ontario Hydro** a été le principal importateur, absorbant 73 % de toutes les importations, suivi par **Hydro-Québec** qui a importé 18 % de la quantité totale. Les achats faits par **Ontario Hydro** ont compensé le manque à produire occasionné par les difficultés rencontrées, entre autres les retards dans la mise en service de certains de ses réacteurs nucléaires et les restrictions imposées à quelques-unes de ses centrales au charbon aux fins du respect des règlements provinciaux sur les émanations de gaz acide. Les achats faits par **Hydro-Québec** ont permis de surmonter le problème de faible hydraulicité des eaux qui a persisté jusque dans la première partie de l'année. La figure 12 indique les exportations et les importations de 1990, ainsi que les transferts interprovinciaux pour la période de 12 mois terminée le 31 octobre 1990.

Figure 12

Transfert internationaux et interprovinciaux d'électricité

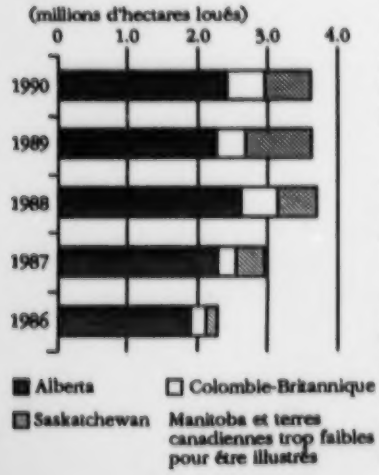
(gigawattsheures)

Nota:
Les données sur les transferts d'électricité interprovinciaux visent la période allant du 1er novembre 1989 au 31 octobre 1990 et ont été établies à partir du bulletin mensuel "statistique de l'énergie électrique" de Statistique Canada.

Les données sur les importations et les exportations des États-Unis couvrent l'année 1990. (Échanges inclus)

Figure 13

Vente de terres



Puisque les exportations de 1990 ont atteint 16 494 gigawattheures et que les importations se sont chiffrées à 15 543 gigawattheures, on a enregistré un excédent des exportations sur les importations de seulement 951 gigawattheures. Toutefois, les revenus d'exportation ont été inférieurs de 9 millions de dollars environ aux coûts d'importation.

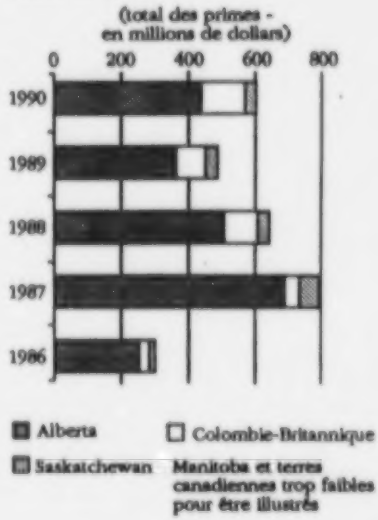
Activités d'exploration de pétrole et de gaz naturel, et réserves

Travaux d'exploration et de mise en valeur

Les activités en amont de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel ont augmenté de façon négligeable en 1990 par rapport à 1989. Toutefois, l'incidence des fusions et des prises de contrôle, la rationalisation continue des intérêts de production et l'offensive de réduction des coûts sont autant de facteurs à avoir contribué à une baisse en regard du niveau d'activité moyen observé au cours de la décennie précédente.

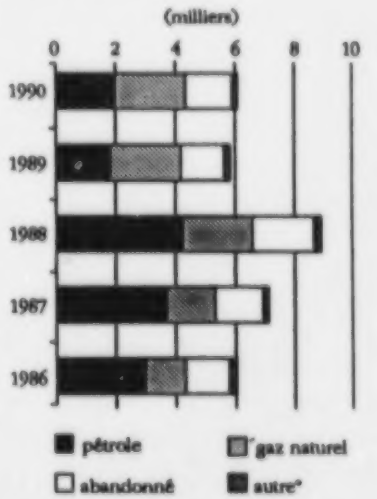
En 1990, l'industrie du pétrole et du gaz a consacré 599,2 millions de dollars aux transactions foncières en regard de 485,6 millions de dollars en 1989. Les gouvernements fédéral et provinciaux ont cédé des droits d'exploration minière sur 3,6 millions d'hectares en 1990, c'est-à-dire la même superficie qu'en 1989. Par contre, le prix moyen en 1990 a été de 166 $ l'hectare, en regard de 134 $ en 1989, si bien que le montant total consacré aux ventes foncières dans l'ensemble du Canada en 1990 a augmenté de 23 % par rapport à 1989. Les figures 13 et 14 donnent une vue d'ensemble des activités de ventes foncières au cours des cinq dernières années.

Figure 14
Vente de terres



Le nombre de puits forés a augmenté de 3 %, passant à environ 6 000 puits en 1990, comparativement à 5 804 en 1989 (Figure 15). En 1990, la tendance à l'augmentation du forage de puits de gaz, observée en 1989, s'est maintenue. On peut attribuer cette tendance à la stabilisation des prix du gaz et au fait qu'on s'attend à voir les perspectives commerciales du gaz naturel s'améliorer. De 1986 à 1988, le nombre de puits de pétrole productifs a été supérieur au nombre de puits de gaz productifs, dans une proportion de 2 pour 1. La tendance observée les deux années précédentes s'est donc inversée, puisque le nombre de puits de gaz productifs est maintenant de 25 % supérieur au nombre de puits de pétrole productifs. Les prix plus élevés du pétrole enregistrés au cours du second semestre de 1990 n'ont pas semblé avoir d'incidence significative sur l'activité de forage pétrolier.

Figure 15
Puits forés au Canada



L'activité des plates-formes de forage en 1990 a affiché une augmentation moyenne de 8 % en regard du niveau d'activité observé en 1989 (Figure 16). Au cours des deux premiers mois de 1990, l'activité des plates-formes a augmenté de 23 %, comparé au niveau d'activité enregistré pendant la même période en 1989, tandis qu'au cours des dix derniers mois de 1990, le niveau d'activité était comparable à l'activité enregistrée pendant la même période l'année précédente. Chaque année, le niveau d'activité des plates-formes tend à varier considérablement, notamment en fonction du degré d'accès aux secteurs de forage, selon les saisons.

En 1990, l'activité géophysique est demeurée comparable à celle de 1989, aussi bien par le nombre d'équipes actives chaque mois que par le nombre de kilomètres levés chaque mois. La figure 17 rend compte du nombre d'équipes actives par mois, enregistré au cours des trois dernières années. De façon générale, l'activité géophysique a tendance à augmenter pendant les mois d'hiver, lorsque certaines des régions des provinces deviennent plus accessibles.

En 1990, les dépenses d'exploration et de mise en valeur au Canada ont atteint environ 6,4 milliards de dollars (Figure 18), ce qui constitue une augmentation de 10 % par rapport aux 5,8 milliards de dollars dépensés à ce titre en 1989 et se compare, sur une base nominale, à la moyenne annuelle des dépenses enregistrées au cours des cinq dernières années.

Figure 16
Activités des installations de forage canadiennes

Figure 17
Travaux de géophysique canadiens

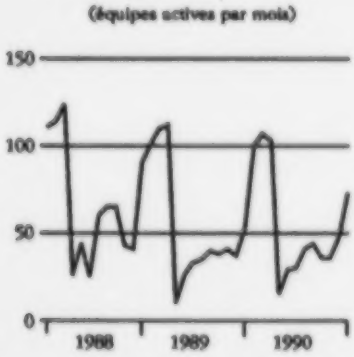
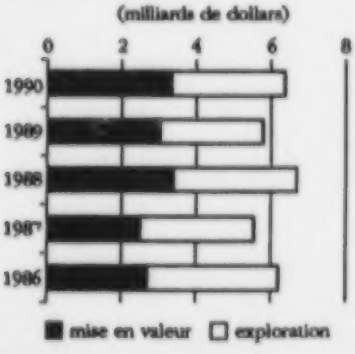


Figure 18
Dépenses d'exploration et de mise en valeur



Réserves de pétrole et de gaz naturel

Selon les estimations de l'Office, les réserves restantes établies de brut classique étaient de 704,6 millions de mètres cubes, au 31 décembre 1989.

L'évaluation faite par l'Office des réserves établies initiales (c'est-à-dire avant production) de brut classique est passée à 108,8 millions de mètres cubes, en hausse par rapport aux réserves établies initiales de la fin de 1988, grâce aux découvertes, à l'extension des réserves, à la révision à la hausse des estimations antérieures de gisements existants et à l'inclusion de l'évaluation de réserves que renferment les gisements de certaines régions dites pionnières, réserves qui entraient auparavant dans la catégorie des ressources découvertes.

L'Office a aussi évalué à la hausse les réserves restantes établies de brut conventionnel, par rapport aux évaluations datant de la fin de l'année 1988. Les réserves ainsi évaluées ont augmenté de 38,4 millions de mètres cubes, ou de 6 %. La figure 19 montre la tendance à la hausse des réserves de brut classique, en regard de la production, pour les cinq dernières années. Depuis 1985, les additions aux réserves annuelles provenant de régions productrices conventionnelles n'ont pas permis de combler les prélèvements de la production, et les réserves ont donc progressivement diminué; par contre, à la fin de 1989, l'Office reconnaissait des réserves établies pour les gisements pétrolifères Hibernia, Cohasset et Panuke et Bent Horn, si bien que l'ensemble des ajouts aux réserves de brut classique ont été supérieures à la production en 1989. L'évaluation des réserves que renferment ces quatre gisements est fondée sur des données fournies par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), par l'Office des hydrocarbures extracôtiers des territoires concernés et tirées des documents présentés par les exploitants. L'Office avait antérieurement fait état de volumes de pétrole récupérable considérés comme étant des ressources découvertes, dans le cas des gisements Hibernia, Cohasset et Panuke et Bent Horn. La décision de reconnaître les ressources découvertes, en particulier dans les régions dites pionnières, comme étant des réserves repose sur un jugement concernant les questions techniques, la viabilité économique de la ressource dans des conditions économiques prévisibles et l'état des plans de mise en valeur pour les différents gisements concernés. Selon l'Office, la viabilité technique et économique des gisements Hibernia et Cohasset et Panuke a été démontrée et la planification de leur mise en valeur est suffisamment avancée pour que l'on puisse à juste titre reconnaître ces gisements comme constituant des réserves établies. Quant à Bent Horn, des réserves modestes ont été reconnues, dans la mesure où l'on s'attend à une production commerciale continue de ce gisement. À l'heure actuelle, l'Office n'inclut pas d'autres réserves de régions dites pionnières dans ses évaluations des réserves établies, en raison de l'incertitude présente quant à leur viabilité commerciale et à l'opportunité de les mettre en valeur.

Les évaluations relatives aux réserves initiales et établies de bitume brut qui figurent au tableau 3 s'appliquent uniquement à des projets mis en valeur, et elles sont fondées sur des évaluations provenant du rapport sur les réserves de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta.

Tableau 3
Estimation des réserves établies de pétrole brut classique au 31 décembre 1989
(en millions de mètres cubes)

Brut classique	**Initiales**	**Restantes**
Colombie-Britannique	89,5	18,7
Alberta	2 154,2	461,6
Saskatchewan	478,5	108,2
Manitoba	35,2	8,1
Ontario	11,0	1,1
Territoires du Nord-Ouest et Yukon [a]		
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0,0	0,0
Archipel arctique et région extracôtière de l'est de l'Arctique	1,0	0,8
Territoires continentaux	35,2	23,1
Nouvelle-Écosse [b]	3,0	3,0
Terre-Neuve [c]	80,0	80,0
Total - Brut classique	**2 887,6**	**704,6**
Bitume brut [d]		
Exploitable en surface	644,0	482,0
Exploitable in situ	97,9	60,2
Total - Bitume brut	**741,9**	**542,2**
Total (Brut classique et bitume)	**3 629,5**	**1 246,8**

Remarque : Les chiffres du tableau ont été arrondis.

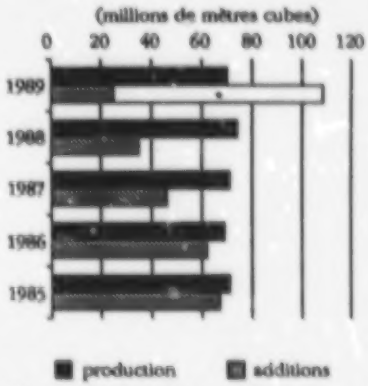
(a) Pour les besoins du présent tableau, les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon sont partagés en trois régions géographiques définies et administrées par l'APGTC. L'ensemble des réserves de la région de l'archipel arctique et de la partie extracôtière de l'est de l'Arctique provient du gisement Bent Horn et celles de la région des territoires continentaux, du gisement Norman Wells.

(b) Les réserves de la Nouvelle-Écosse proviennent en totalité du gisement Cohasset et Panuke.

(c) Dans le cas de Terre-Neuve, toutes les réserves proviennent du gisement Hibernia.

(d) Source : Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, Rapport ST90-18 (à partir des projets mis en valeur seulement).

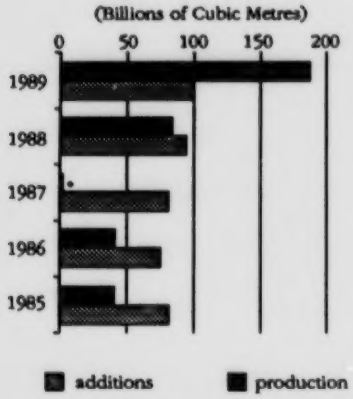
Figure 19
Pétrole brut
Additions aux réserves et production
Régions classiques



*Les ajouts de 1988 sont dûs à la reconnaissance des reserves établies d' Hibernia (80 10⁶m3) Cohasset et Panuke (3 10⁶m3) et Bent Horn (1 10⁶m3)

En 1989, l'estimation par l'Office des réserves établies initiales de gaz naturel commercialisable a augmenté de 193 milliards de mètres cubes, soit de 5 %, en regard de l'estimation établie à la fin de 1988. La majeure partie de cette augmentation, soit 167 milliards de mètres cubes, est le fait de l'Alberta. Comme le montre la figure 20, cette augmentation est beaucoup plus importante que ce que nous avons connu récemment, et elle est attribuable

Figure 20
Gaz naturel commercialisable
Additions aux réserves et production*



*À partir de 1989, les donnée incluent les apports et révisions des régions de production classique et des régions dites pionnières, mais ces dernières n'ont fait aucun apport aux réserves en 1989. Les données de 1985 à 1988 ne portent que sur les régions de production classique.

à plusieurs facteurs. Le rajustement à la baisse des réserves dans le cas des gisements de petite taille, qui a eu pour effet de réduire les additions aux réserves au cours des dernières années, est à toutes fins utile terminé et la quantité visée est négligeable en regard de l'estimation des réserves pour 1989. Le reçent accroissement de l'activité de forage gazier a eu pour résultat la découverte de nouveaux bassins, relativement petits, et de prolongements de bassins existants, ce qui se manifeste dans les estimations de 1989. Le recent accroissement de l'activité de forage gazier a eu pour resultat la decouverte de nouveaux bassins, relativement petits, et de prolongements de bassins existants, ce qui se manifeste dans les estimations de 1989. Enfin, le nombre substantiel de demandes d'exportation de gaz naturel examinées par l'Office a nécessité la révision des réserves que renferment et les gisements nouveaux et les gisements existants, et les résultats révisés ont été intégrés à la révision des réserves établies de l'Office. L'effet combiné des facteurs précités aura été une augmentation substantielle de l'estimation des réserves établies initiales, à la fin de 1989.

L'estimation par l'Office des réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable, au 31 décembre 1989, est de 2 234 milliards de mètres cubes, soit 86 milliards de mètres cubes de plus que l'estimation en vigueur à la fin de 1988. Les additions aux réserves ont plus que compensé la production de l'année. La majeure partie de l'augmentation est attribuée à l'Alberta.

Tableau 4
Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1989
(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	**Restantes**
Colombie-Britannique	422	210
Alberta	3 176	1 627
Saskatchewan	121	70
Ontario	41	10
Territoires du Nord-Ouest et Yukon [a]		
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	309	309
Archipel arctique et région extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0
Territoires continentaux	15	8
Total	**4 084**	**2 234**
Total (en exajoules)	**157,2**	**85,8**

Remarque : Les chiffres du tableau ont été arrondis.
(a) Pour les besoins du présent tableau, les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon sont divisés en trois régions géographiques, délimitées et administrées par l'APGTC.

L'Office reconnaît aussi les estimations des ressources découvertes de l'APGTC fournies dans son rapport annuel de 1989 et dont fait état le tableau 5. Une partie des ressources découvertes dont l'APGTC fait état a été reconnue par l'Office comme constituant des réserves établies incluses dans les données des tableaux 3 et 4. Conséquemment, les estimations que renferment ces tableaux ne s'ajoutent pas aux estimations de ressources découvertes incluses dans le tableau 5. Les reste des ressources découvertes pourrait être classé parmi les réserves établies dans l'avenir, au fur et à mesure que l'opportunité de leur mise en valeur et leur viabilité économique se préciseront.

Tableau 5
Ressources découvertes [a] des régions pionnières
au 31 décembre 1989

	Pétrole brut (en millions de mètres cubes)	Gaz naturel (en milliards de mètres cubes)
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	256	323
Archipel arctique et région extracôtière de l'est de l'Arctique	66	416
Territoires continentaux	38	22
Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse	24	165
Région extracôtière de Terre-Neuve	235	149
Total - Régions pionnières [b]	619	1 075

Remarque : Les chiffres du tableau ont été arrondis.
Source : Rapport annuel 1989 de l'APGTC.

(a) Les ressources découvertes correspondent aux meilleures estimations actuelles des quantités de pétrole et de gaz naturel susceptibles d'être récupérées avec la technologie actuelle et sans contraintes de viabilité économique, des quantités spécifiquement prouvées par les forages, les essais ou la production, et des quantités qu'on juge constituer des ressources récupérables contiguës et dont l'interprétation des données géologiques, géophysiques et autres permet de supposer de maniere relativement certaine l'existence.

(b) L'Office reconnaît une partie des ressources découvertes dont l'APGTC fait état dans ses estimations des réserves établies, aux tableaux 3 et 4. Conséquemment, les estimations fournies dans ces tableaux ne s'ajoutent pas aux évaluations des ressources découvertes dont rend compte le tableau 5.

Points saillants des principales activités en 1990

Audiences

- Tenue de 14 audiences publiques orales, représentant au total 169 jours d'audience

- tenue de 10 audiences par voie de mémoires

Gaz naturel

- L'Office a delivré 18 licences visant l'exportation d'un volume total de 55,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Ces licences ont été délivrées à :

  CanStates Gas Marketing/Transco Energy Marketing Company
  Direct Energy Marketing Limited
  Esso Ressources Canada Limitée/ Transco Energy Marketing Company
  FSC Resources Limited
  Husky Oil Operations Ltd.
  Indeck Gas Supply Corporation
  L & J Energy Systems Inc.
  Mobil Oil Canada Ltd. (3 licences)
  North Canadian Oils Limited (2 licences)
  Ramarro Resources Inc.
  Shell Canada Limitée
  Vector Energy Inc.
  Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de TransCanada PipeLines Limited
  Westcoast Energy Marketing Ltd.
  Western Gas Marketing Limited

- Décision de ne plus utiliser l'analyse avantages-coûts dans l'examen des demandes de licences d'exportation, mais l'Office continuera à examiner les contrats d'exportation sous l'angle de la valeur commerciale et pour déterminer s'ils sont viables sur toute leur durée

- Modification de 12 licences d'exportation de gaz

- L'Office a rendu 151 ordonnances à court terme portant sur l'importation ou l'exportation de gaz naturel

- Il a rendu 93 ordonnances portant sur l'exportation de propane et de butanes

Pétrole

- L'Office a rendu 115 ordonnances portant sur l'exportation de pétrole brut et de produits pétrolier

- Publication d'un rapport intitulé *Exportations de produits pétroliers en 1989*

- Publication d'un rapport intitulé *Exportations de pétrole brut en 1989*

Électricité

- Délivrance à **Hydro-Québec** de sept licences autorisants l'exportation de 450 mégawatts de puissance garantie à **Vermont Joint Owners** et de 1 000 mégawatts de puissance garantie à **New York Power Authority**

- Modification de 11 licences d'exportation et d'un certificat visant des lignes de transport international d'électricité

- Délivrance de 13 permis d'exportation et de deux ordonnances d'exportation

- Amorce d'une étude sur le commerce interprovincial d'électricité

Études sur l'énergie

- Le personnel de l'Office a commencé à mettre à jour ses prévisions de l'offre et de la demande d'énergie, publiées en septembre 1988 dans un rapport intitulé *L'énergie au Canada : offre et demande, 1987-2005*, et il a diffusé, à des fins de consultations publiques, les points de vue recueillis sur les hypothèses et les projections préliminaires

Pipelines

- Approbation d'un projet d'expansion du réseau de **TransCanada PipeLines Limited** au coût de 546 millions de dollars; le projet prévoit 391,4 kilomètres de doublement, le prolongement Iroquois sur une distance de 4,5 kilomètres et le déménagement de deux compresseurs

- Approbation d'un projet d'agrandissement au coût de 108 millions de dollars de l'usine McMahon de **Westcoast Energy Inc.**, située dans le nord-est de la Colombie-Britannique

- Délivrance d'un certificat d'utilité publique à **Westcoast Energy Inc.** pour la construction du gazoduc Hossitl d'une longueur de 44,9 kilometres, à un coût estimé à 10,9 millions de dollars

- Modification des exigences prévues dans une décision antérieure concernant les soudures dans les pipelines remplis de liquides qui appartiennent à des sociétés relevant de la compétence de l'Office

Environnement

- Conformément au *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement*, l'Office a procédé à l'examen environnemental de 54 demandes d'exportation d'électricité et de gaz naturel et, en fin d'année, il était à examiner les répercussions environnementales de quatre autres demandes d'exportation

- Réalisation de 75 examens environnementaux d'installations pétrolières allant de modifications d'installations aux boucles de canalisation importantes, en passant par les installations de transport

- Publication d'un guide sur *les travaux de construction et d'excavation à proximité de pipelines*, à l'intention de ceux qui comptent exécuter des travaux d'excavation ou de construction non loin de pipelines réglementés par l'Office

Réglementation des droits

- Établissement des nouveaux droits que **TransCanada PipeLines Limited** peut imposer pour le transport de gaz naturel, à compter du 1er janvier 1990. Les droits demandés seraient supérieurs de 1,4 % à la moyenne des droits de 1989

- Approbation d'une majoration de 7,2 % des droits que **Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.**, peut exiger pour le transport de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits pétroliers à compter du 1er janvier 1991

- Approbation d'une augmentation de 9,8 % des droits que **Pipelines Trans-Nord Inc.** peut exiger pour le transport de pétrole et de produits pétroliers à compter du 1er décembre 1990

- Approbation d'une augmentation moyenne de 6,4 % des droits que **Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.** peut exiger pour le transport de pétrole et de produits pétroliers à compter du 1er janvier 1991

- Publication d'une décision relative à une étude menée, selon les directives de l'Office, par **Compagnie Pipeline Interprovincial**, sur diverses questions liées à la conception des droits, notamment sur le niveau des frais supplémentaires applicables aux bruts moyens et lourds

- Décision relative à la méthodologie de conception des droits à appliquer au programme d'expansion de **TransCanada PipeLines Limited** pour 1991-1992, et à la façon dont l'Office évaluera la faisabilité économique du programme d'expansion proposé

- Approbation de la procédure de mise en file d'attente de **TransCanada Pipe Lines Limited**

- Décision relative aux tests à effectuer pour déterminer s'il y a lieu de percevoir des frais supplémentaires pour l'utilisation des nouvelles installations de transport de gaz brut de **Westcoast Energy Inc**

- Publication d'une décision obligeant **Westcoast Energy Inc.** à modifier sa procédure actuelle de mise en file d'attente

Contentieux

- **Midland Cogeneration Venture Limited** s'est adressée à la Cour d'appel fédérale pour obtenir l'autorisation d'interjeter appel de la décision de juin 1989 de l'Office, décision ayant pour effet d'assortir de certaines conditions les licences délivrées à cinq compagnies désireuses d'exporter du gaz à **Midland**. Par la suite, après examen de certaines de ses procédures, l'Office a modifié les licences afin de donner plus de latitude aux exportateurs. Le 11 mai, **Midland** saisissait la Cour d'un avis de désistement

- **Western Gas Marketing Limited**, agent de **TransCanada PipeLines Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Shell Canada Limitée et Niagara Mohawk Power Corporation** ont entamé diverses procédures auprès de la Cour d'appel fédérale relativement à la décision GH-1-89 par laquelle l'Office a rejeté certaines demandes d'exportations. Par suite de la modification de ses procédures, l'Office a tenu une audience en avril pour réviser sa décision et a décidé à cette époque d'approuver les demandes d'exportations

- Le 21 décembre 1989, **l'Association des consommateurs industriels de gaz** a demandé à la Cour fédérale (Section de première instance) de statuer sur l'examen de méthodes de rechange pour la conception des droits à la faveur de l'audience de l'Office sur le projet de prolongement de **TransCanada PipeLines Limited** (GH-5-89). Le 12 février, la Cour a ordonné à l'Office de mettre la question de la méthodologie des droits à l'ordre du jour de l'audience

- Le 28 mai, **l'Association des consommateurs industriels de gaz** a de nouveau saisi la Cour fédérale d'une requête, faisant valoir dans cette affaire que l'Office avait interprété de façon trop étroite la décision rendue antérieurement par la Cour et a demandé que la méthodologie d'établissement des droits s'applique non seulement aux installations visées par la demande GH-5-89, mais aussi au transport via les installations déjà reconnues d'utilité publique par un certificat. La Cour a rejeté la requête de l'**Association**

- En octobre et en décembre, **Hydro-Québec, le Procureur général du Québec** et le **Grand conseil des Cris (du Québec)** ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de certains aspects de la décision de l'Office de délivrer des licences à **Hydro-Québec** pour l'exportation d'électricité garantie à **Vermont Joint Owners** et à **New York Power Authority**

Processus de réglementation

- Le projet de Loi C-23, *Loi modifiant la Loi sur l'Office de l'énergie et abrogeant certaines lois en conséquence*, est entré en vigueur le 1er juin. La nouvelle loi renferme la nouvelle politique sur l'exportation d'électricité, des amendements ayant trait à l'administration, prévoit une réduction du nombre de membres permanents de l'Office, qui passe de 11 à 9, et une disposition en vertu de laquelle l'Office récupérera ses coûts de fonctionnement auprès des sociétés qu'il réglemente

- Le *Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)* est modifié pour refléter la nouvelle *Politique de l'électricité* ainsi que la nouvelle méthode d'examen des demandes de licences d'exportation et d'importation de gaz axée sur les conditions du marché

- Modification du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)* afin d'allonger la durée des ordonnances que peut rendre l'Office lorsqu'il s'agit d'importations, d'exportation à des fins de réimportation ou d'importation à des fins de réexportation

- Diffusion d'un protocole d'instruction portant sur l'information préalable du public au sujet des projets de construction ou d'agrandissement de pipelines, d'exportation d'électricité, ou d'exportation de pétrole brut à forte teneur en soufre de la côte ouest du Canada

- Diffusion du protocole d'instruction sur la mise en oeuvre de la nouvelle *Politique canadienne de*

l'électricité et du projet de règlement concernant l'électricité

- Mise à jour du protocole d'instruction sur la réglementation des sociétés du groupe 2

Organisation et administration

- Céline Bélanger et Roy Illing ont été nommés membres de l'Office à compter du 1er janvier 1990
- William G. Stewart a été reconduit dans ses fonctions de membre de l'Office pour deux ans, à compter du 24 mars 1990

DONNÉES PRINCIPALES SUR LES SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES RELEVANT DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

	Base des taux de 1990 [a] (millions de $)	Besoins en revenus de 1990 (en millions $)	Longueur (doublements compris) (km)	Débit réel en 1990
Groupe 1 - Gaz[b]				($10^6 m^3$)
Alberta Natural Gas Company Ltd	20	28	175	13 875
Foothills Pipe Lines Ltd.	574	164	850	12 139
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	357	69	341	2 742
TransCanada PipeLines Limited	3 012	975	11 369	41 504
Westcoast Energy Inc.	830	291	4 554	11 473
Groupe 1 - Pétrole				($10^3 m^3$)
Cochin Pipe Lines Ltd.	45	31	1 125	4 238
Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.	639	305	6 495	79 134
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	290	73	868	1 903
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	154	77	1 328	9 685
Pipelines Trans-Nord Inc.	38	26	847	9 546
Groupe 2 - Gaz et pétrole				
Total	S.O.	S.O.	3 666	S.O.

(a) Valeur nette des installations ou l'équivalent, y compris le fonds de roulement.

(b) Le groupe 1 comprend les dix grandes sociétés pipelinières; les données financières les concernant sont fondées sur des estimations préliminaires fournies par elles-mêmes. Le groupe 2 comprend les 42 sociétés pipelinières restantes, qui sont réglementées en fonction de plaintes et pour lesquelles on ne dispose pas de données financières.

Audiences, enquêtes et examens

En 1990, l'Office a tenu 14 audiences orales d'une durée totale de 169 jours, notamment à Vancouver, Fort St. John, Calgary, Ottawa, Kingston, Gananoque et Montréal. L'Office a aussi tenu 10 audiences publiques par voie de mémoires.

Voici le résumé des principales questions traitées en 1990, suite à des audiences publiques, des enquêtes et des examens. Les décisions ont été publiées ou sont attendues.

Exportations de gaz naturel

Esso Ressources Canada Ltée., Ressources Gulf Canada Ltée, Shell Canada Ltée - Licences - GH-10-88

Le 15 novembre 1989, le **Conseil des Canadiens** a demandé de tenir de nouvelles audiences sur les demandes d'exportation de gaz naturel à partir du delta du Mackenzie présentées par **Esso, Gulf** et **Shell**, que l'Office avait approuvées en août 1989. Le **Secrétariat des négociations des Dénés et des Métis** a aussi présenté une demande de révision de la même décision, le 8 janvier 1990.

L'Office a sollicité les commentaires des parties intéressées à propos de ces deux requêtes et, suite à l'examen des commentaires reçus, il a rejeté les deux demandes. D'après l'Office, tous les arguments invoqués dans ces demandes avaient déjà été soulevés pendant les audiences publiques et avaient été traités de façon appropriée dans les Motifs de décision de l'Office.

Le 8 février, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé des précisions quant à la façon dont l'Office s'était conformée ou allait se conformer au *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (Décret PEEE)*, dans la décision qu'elle a prise de délivrer des licences à **Esso, Gulf et Shell**. Conformément au décret précité, l'Office a décidé d'examiner les demandes qui lui ont été présentées dans l'optique de l'environnement et a tenu une audience par voie de mémoires. Le 15 février, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience GHW-2-90, par laquelle il invitait les parties intéressées et les groupes environnementaux à lui présenter leurs commentaires.

L'Office examine actuellement les mémoires qui lui sont parvenus. Il compte rendre sa décision à ce sujet au début de 1991.

Demandes de licences diverses - GH-6-89

L'Office a examiné six demandes d'exportation de gaz naturel qui lui ont été présentées par les sociétés suivantes à l'audience publique tenue à Calgary du 19 au 21 mars :

- Demande conjointe de **CanStates Gas Marketing** et **Transco Energy Marketing Company**, le 31 août 1989;
- Demande conjointe d'**Esso Ressources Canada Limitée** et de **Transco Energy Marketing Company**, le 27 novembre 1989;
- **FSC Resources Limited**, le 10 février 1989;
- **Ramarro Resources Inc.**, le 28 juillet 1989;
- **Vector Energy Inc.**, le 9 décembre 1989;
- **Western Gas Marketing Limited**, le 25 septembre 1989.

L'Office a délivré six licences, toutes approuvées par le gouverneur en conseil, autorisant l'exportation de quelque 31,4 milliards de mètres cubes de gaz naturel au cours des douze à quinze prochaines années.

CanStates et TEMCO se sont vues délivrer une licence conjointe les autorisant à exporter jusqu'à 5 594 millions de mètres cubes de gaz naturel sur une période de 12 ans expirant le 31 octobre 2002. Le gaz naturel sera exporté à Niagara Falls et alimentera une centrale de cogénération située à Hopewell, en Virginie.

Esso a obtenu, conjointement avec **TEMCO**, une licence les autorisant à exporter jusqu'à 9 308 millions de mètres cubes de gaz naturel sur une période de 12 ans expirant le 31 octobre 2002. Le gaz sera vendu à **TEMCO** à Niagara Falls, qui le revendra à trois sociétés de distribution locales aux États-Unis.

FSC Resources s'est vue délivrer une licence l'autorisant à exporter 8 377 millions de mètres cubes de gaz naturel sur une période de 15 ans expirant le 31 octobre 2005. Le gaz naturel sera exporté à partir de Napierville, au Québec, et servira à alimenter trois centrales de cogénération devant être construites près de Plattsburgh, dans l'État de New York.

Ramarro Resources a reçu une licence l'autorisant à exporter 926 millions de mètres cubes de gaz sur une période de 15 ans expirant le 31 octobre 2005. Le gaz naturel sera exporté à partir de Niagara Falls, en Ontario, à **Energy Marketing Exchange Inc.**, d'Edison, au New Jersey, où il alimentera une centrale de cogénération sise à Milford, dans le New Jersey.

Vector Energy s'est vue délivrer une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 5 026 millions de mètres cubes de gaz naturel sur une période de 15 ans expirant le 31 octobre 2005. Le gaz sera exporté à partir de Niagara Falls, en Ontario, à **Altresco Inc.**, au Colorado, où il alimentera une centrale de cogénération que l'on envisage de construire à Pittsfield, en Massachusetts.

Western Gas Marketing s'est vue délivrer une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 2 327 millions de mètres cubes de gaz naturel sur une période de 15 ans expirant le 31 octobre 2005. Le gaz sera vendu à Emerson, au Manitoba, à **Southeastern Michigan Gas Company**.

L'Office a procédé à l'examen environnemental des exportations proposées et conclu que les incidences environnementales possibles du projet et leurs répercussions sociales directes sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues, à l'exception du cas des nouvelles installations de transport qu'il faut ajouter au réseau de **TransCanada PipeLines Limited** pour livrer les exportations destinées à **CanStates/TEMCO**; dans ce dernier cas, les effets ne sont pas pleinement connus, étant donné que la question faisait l'objet de délibérations à l'époque où s'appliquait l'ordonnance d'audience GH-5-89.

Renseignements exigés de TransCanada PipeLines Limited concernant l'approvisionnement en gaz naturel, à l'appui de ses demandes d'installations pour 1991-1992 et pour 1992-1993 - GHW-3-89

En mars, l'Office rendait public ses Motifs de décision à propos d'une audience tenue par voie de mémoires qui avait pour objet de recueillir les vues des parties intéressées à propos des renseignements exigés de **TransCanada** concernant l'approvisionnement en gaz à l'appui de sa demande d'installations pour 1991-1992 et 1992-1993. La décision proprement dite avait été rendue en novembre 1989.

Examen de questions touchant la méthode axée sur les conditions du marché - GHW-4-89

Le 18 décembre 1989, l'Office décidait de lui-même d'examiner le rôle que l'analyse des avantages-coûts devrait jouer dans la méthode d'examen des demandes d'exportation de gaz naturel axée sur les conditions du marché que l'Office utilise. L'Office a pris cette initiative en raison des inquiétudes exprimées par les parties intéressées au sujet d'audiences récentes relatives à des demandes d'exportation et à l'occasion d'un atelier tenu en novembre 1989 par le personnel de l'Office pour discuter de la question de l'analyse avantages-coûts.

L'Office a aussi demandé aux parties de donner leur avis quant à la pertinence d'examiner, dans le cadre de la méthode axée sur les conditions du marché, les dispositions des contrats d'exportation, afin de déterminer si les dispositions de ces contrats donnent aux exportateurs une marge de manoeuvre en fonction de l'évolution des conditions du marché.

L'Office a rendu publics ses Motifs de décision en mars. Il a décidé de ne plus utiliser l'analyse avantages-coûts dans l'étude des demandes de licences d'exportation de gaz et, en ce qui concerne la souplesse des contrats, de fonctionner en supposant que, lorsque des contrats sont négociés librement entre entreprises indépendantes, ils sont généralement établis aussi bien dans l'intérêt public que dans l'intérêt privé des parties.

Révision de demandes d'exportations antérieurement rejetées - GH-1-90

L'Office a tenu une audience publique les 23, 24 et 25 avril à Calgary pour examiner des demandes de révision présentées par quatre requérants dont les demandes d'exportation avaient été refusées. Les demandes de révision ont été présentées par suite de la décision rendue le 15 mars par l'Office de ne plus utiliser l'analyse avantages-coûts dans l'examen des demandes de licences d'exportation. (Voir aussi la rubrique *Examen de questions touchant la méthode axée sur les conditions du marché - GH-4-89* qui précède et la rubrique *Contentieux*, à la page 63.)

Les demandes à cet égard provenaient de **Direct Energy Marketing Limited**, pour des exportations à destination de West Georgia, au Vermont; de **Western Gas Marketing Limited**, agent de **TransCanada PipeLines Limited**, pour des exportations destinées à **Niagara Mohawk Corporation**, dans l'État de New York; de **Indeck Gas Supply Corporation**, pour des exportations destinées à deux centrales de cogénération devant être construites à Oswego et Tonawanda, dans l'État de New York; et de **Shell Canada Limitée**, pour des exportations destinées à **Cogen Energy Technology, Inc.**, de Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York.

L'Office a procédé à l'examen environnemental des propositions présentées par les requérants par voie de mémoires et conclu que les incidences environnementales possibles de ces projets et leurs répercussions sociales directes, sauf une exception, sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues. L'unique exception était le nouveau gazoduc que **TransCanada PipeLines Limited** propose de construire pour transporter les exportations de **Western Gas Marketing Limited** destinées à **Niagara Mohawk Power Corporation**; dans ce cas, l'Office a constaté que les répercussions des exportations à cet endroit n'étaient pas entièrement connues; la question devait être examinée à la faveur de l'instance prévue par l'ordonnance d'audience GH-4-90.

L'Office a approuvé les quatre demandes et fait connaître ses Motifs de décision le 27 juin. Le gouverneur en conseil a approuvé les quatre licences.

North Canadian Oils Limited - Licences - GH-2-90

Le 19 juin, l'Office a tenu une audience publique à Ottawa pour examiner une demande de **North Canadian** portant sur deux licences qui l'autoriseraient à exporter du gaz naturel au **Consumer Power Company**, pour l'alimentation de son réseau, et **Midland Cogeneration Venture Limited Partnership**, pour une centrale de cogénération située à Midland, au Michigan.

L'Office a approuvé la demande d'exportation de 283 300 mètres cubes de gaz par jour à chacune des deux sociétés (**Consumers Power** et **Midland**) pour une période de 10 ans prenant fin le 31 octobre 2000.

L'Office a procédé à un examen environnemental de la demande par voie de mémoires et conclu que les incidences environnementales possibles du projet et leurs répercussions sociales directes sont négligeables et atténuables par le recours à des techniques connues.

Les deux licences ont été approuvées par le gouverneur en conseil.

Husky Oil Operations Ltd; Mobil Oil Canada, Ltd.; L&J Energy Systems, Inc. - Licences - GH-3-90

L'Office a tenu, à compter du 31 juillet, une audience de deux jours à Ottawa au sujet des demandes d'exportations de gaz naturel présentées par **Husky**, **Mobil** et **L&J Energy**. L'Office a approuvé les demandes et fait connaître ses Motifs de décision en novembre.

Husky s'est vue octroyer une licence d'une durée de 15 ans l'autorisant à exporter 3 154 millions de mètres cubes de gaz naturel. Le gaz doit être exporté non loin de Cornwall, en Ontario, à destination d'une centrale de cogénération dont on propose la construction à Massena, dans l'État de New York. L'Office a délivré à **Mobil** trois licences l'autorisant à exporter au total 4 438 millions de mètres cubes de gaz naturel pendant des périodes pouvant atteindre 13 ans. Le gaz sera exporté à partir de Huntingdon, en Colombie-Britannique et doit servir à alimenter le réseau de distribution de trois sociétés locales desservant les États de Washington et de l'Idaho. **L&J Energy** s'est vue délivrer une licence l'autorisant à exporter 1 456 millions de mètres cubes de gaz naturel pendant une période de 12 ans, à partir d'Iroquois, en Ontario; le gaz servira à alimenter la centrale de cogénération que **L&J Energy** compte aménager à Lowville, dans l'État de New York.

L'Office a procédé à l'examen environnemental des demandes par voie de mémoires et conclu que toutes les incidences environnementales possibles du projet et leurs répercussions sociales directes sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues.

Les licences ont été approuvées par le gouverneur en conseil.

North Canadian Oils Ltd.; Poco Petroleums Ltd. - Licences - GH-7-90

L'Office a tenu une audience publique les 23 et 24 octobre à Vancouver (Colombie-Britannique) afin d'étudier une demande de **North Canadian** et deux demandes de **Poco** visant l'exportation de gaz naturel.

North Canadian souhaitait exporter jusqu'à 1 084 millions de mètres cubes de gaz naturel à Emerson, au Manitoba, pendant une période de 15 ans commençant le 1er janvier 1991, pour alimenter une centrale de cogénération à Ada, au Michigan.

La première demande de **Poco** portait sur une licence qui l'autoriserait à exporter 1 138 millions de mètres cubes de gaz naturel à partir de Huntingdon (Colombie-Britannique), pendant la période s'étendant du 1er septembre 1990 au 31 octobre 1999; ce gaz serait vendu à la **Washington Natural Gas Company**, pour l'alimentation de son réseau. Sa deuxième demande portait sur une licence qui l'autoriserait à exporter 1 583 millions de mètres cubes de gaz naturel à partir de Huntingdon (Colombie-Britannique) pendant une période de neuf ans commençant le 1er novembre 1990. Ce gaz alimenterait une clientèle située dans le nord-ouest américain.

L'Office a procédé à l'examen environnemental des demandes, par voie de mémoires. Il compte rendre ses décisions sur les examens environnementaux et les demandes d'exportation au printemps de 1991.

Exportations d'électricité

Hydro-Québec - Deux demandes de licences - EH-3-89

Le 28 juillet 1989, **Hydro-Québec** a présenté deux demandes d'autorisation d'exporter de la puissance garantie et de l'énergie à **New York Power Authority** et à **Vermont Joint Owners**. **Hydro-Québec** proposait d'exporter deux blocs de puissance garantie et d'énergie à **New York Power Authority**, le premier bloc consistant en l'exportation de 500 mégawatts de puissance pendant une période de 20 ans, à compter de mai 1995. Le deuxième bloc consisterait en l'exportation de quantités identiques de puissance et d'énergie pendant une période de 20 ans, à compter du 1er mai 1996.

Hydro-Québec demandait aussi l'autorisation d'exporter sept blocs de puissance garantie et d'énergie à **Vermont Joint Owners**, la taille des blocs allant

de 19 à 200 mégawatts livrables pendant des périodes variant de 5 à 22 ans, entre le 1er mai 1990 et le 31 octobre 2020.

Une audience s'est tenue à Montréal (Québec), du 19 février au 1er mars, et elle a pris fin à Ottawa le 5 mars.

L'Office a approuvé la demande et délivré les licences sous réserve que toute installation de production dont **Hydro-Québec** a besoin pour livrer les exportations autorisées, et dont la construction n'avait pas été autorisée en date de la clôture de l'audience, aura été soumise, préalablement à sa construction, au Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (le PEEE) et, deuxièmement que la production d'électricité thermique à des fins d'exportation se fasse en conformité avec les normes et lignes directrices fédérales (voir à ce sujet la rubrique *Contentieux*, à la page 64).

Les sept licences délivrées ont été approuvées par le gouverneur en conseil.

Énergie Nouveau-Brunswick - Deux demandes de renouvellement d'autorisations d'exporter - EW-1-90/EW-2-90

Dans une demande datée du 15 février, **Énergie Nouveau-Brunswick** a demandé l'approbation de six licences destinées à remplacer des licences existantes sur le point d'expirer. Les autorisations demandées portaient sur des périodes et des quantités variables d'énergie garantie et d'énergie interruptible destinées à être exportées vers les États de la Nouvelle-Angleterre ainsi que sur des transits.

L'Office a également été saisi d'une demande datée du 13 juillet de la part d'**Énergie Nouveau-Brunswick** portant sur l'autorisation d'exporter de l'électricité garantie pendant des périodes de durée variable à **Eastern Maine Electric Co-operative** et sur l'autorisation d'exporter cette électricité en transfert de transit.

Ces demandes étaient les premières demandes importantes d'exportation à être traitées conformément au protocole d'instruction du 22 juin 1990 décrivant les étapes que l'Office allait suivre dans la mise en oeuvre de la nouvelle *Politique canadienne de l'électricité*.

L'Office a décidé d'examiner les deux demandes par voie de mémoires exposant les vues des parties intéressées au sujet des exportations proposées. L'examen des demandes par l'Office est assorti d'un examen environnemental. Le gouverneur en conseil a prorogé les licences existantes jusqu'au 31 janvier 1991 afin que les exportations puissent se poursuivre en attendant d'avoir terminé l'examen des demandes. Une décision est attendue en janvier 1991.

Ontario Hydro - Renouvellement d'autorisations d'exporter - EW-3-90

Le 10 octobre, **Ontario Hydro** a demandé que cinq autorisations d'exporter soient renouvelées pour être en mesure de continuer à exporter de l'électricité à **The Consumers Power Company, The Detroit Edison Company, General Public Utilities, Minnesota Power, The New York Power Pool, Niagara Mohawk Power Corporation, Power Authority of the State of New York,** et à **l'État du Vermont**, conformément aux ententes existantes. Les autorisations demandées avaient trait à des exportations de puissance et d'énergie interruptibles, garanties et en circuit bouclé, en quantités et pour des périodes variables.

L'Office a rendu l'ordonnance EW-3-90 le 14 novembre, demandant aux parties intéressées de faire connaître leurs vues au sujet de la demande. L'Office compte décider au début de 1991 s'il doit instruire cette demande sans audience publique ou recommander au gouverneur en conseil qu'une audience publique soit tenue.

Installations pipelinières

TransCanada PipeLines Limited - Installations pour 1991-1992 et exportations de gaz connexes - GH-5-89

Le 26 mars, l'Office a ouvert à Ottawa une audience publique pour l'examen d'une demande le 29 juin 1989 dans laquelle **TransCanada** sollicitait l'approbation de nouvelles installations qui seraient mises en service le 1er novembre 1991 et le 1er novembre 1992 dans le but de desservir les marchés intérieur et extérieur en expansion. La demande, révisée le 15 décembre 1989, prévoyait la construction de 1 592 kilomètres de canalisation, l'installation de 21 nouveaux compresseurs et de deux nouvelles stations de compression ainsi que l'aménagement d'un nouveau tronçon de 4,5 kilomètres à Iroquois, en Ontario, le reste consistent en un gazoduc longeant en parallèle le gazoduc de **TransCanada** traversant la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario. Le coût des installations faisant l'objet de la demande est estimé à 2,4 milliards de dollars.

Pendant l'audience, l'Office a aussi étudié 15 demandes d'exportation de gaz portant sur des installations demandées et deux demandes d'ordonnance présentées en application de l'article 71 qui obligeraient **TransCanada** à transporter du gaz naturel et à fournir les installations voulues.

L'Office a aussi examiné pendant cette audience certaines questions liées aux droits, entre autres le traitement tarifaire approprié des dépassements de coûts de construction, le coût des installations susceptibles d'être sous-exploitées et la méthodologie tarifaire à appliquer aux installations proposées. L'Office a

examiné ces questions liées aux droits ainsi que les moyens par lesquels on pourrait évaluer la faisabilité économique des installations proposées, au cours d'une étape distincte de l'audience tenue entre le 28 mai et le 26 septembre. Le 6 novembre, l'Office a rendu sa décision quant à la méthode de conception des droits et à la faisabilité économique. L'Office a estimé que la méthode de péréquation demeure la plus appropriée et a décidé que toutes les installations approuvées en rapport avec le programme d'expansion de **TransCanada** pour 1991 et 1992 seraient incluses en péréquation dans la base des taux de **TransCanada** aux fins de l'établissement des droits. L'Office a aussi décidé d'évaluer la faisabilité économique des installations pipelinières proposées pendant l'instance GH-5-89 en tenant compte des éléments de preuve déposés relativement à tous les facteurs pertinents influant sur la probabilité d'un niveau d'utilisation raisonnable des installations pendant leur durée utile et de la probabilité que des frais liés à la demande soient payés.

Dans le cadre de l'audience GH-5-89, les 15 et 18 octobre, l'Office a examiné, à la demande de **TransCanada**, la demande d'approbation préalable de la construction d'un doublement de gazoduc de 391,4 kilomètres et du prolongement Iroquois de 4,5 kilomètres ainsi que du déménagement de deux compresseurs portatifs, moyennant un coût total de 546 millions de dollars. **TransCanada** a demandé l'approbation préalable de ces installations partielles pour pouvoir construire en hiver 1991-1992, de manière à répondre à ses besoins les plus certains à compter de novembre 1991. L'Office a approuvé la demande et rendu sa décision le 13 novembre. Le certificat d'utilité publique a reçu l'approbation du gouverneur en conseil le 22 novembre.

Le 19 novembre, l'Office a repris son audience afin d'examiner les autres installations, les demandes d'exportations de gaz et d'autres questions visées par la demande. L'audience a pris fin le 13 décembre, après 96 jours d'audience. L'Office compte faire connaître ses Motifs de décision au printemps de 1991.

L'Office a procédé à l'examen environnemental des projets d'installations et d'exportation et des demandes présentées en vertu de l'article 71 et a conclu que les incidences environnementales possibles des projets et leurs répercussions sociales directes sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues.

TransCanada PipeLines Limited - Prolongement de Gananoque - GH-4-90

L'Office a tenu une audience publique à Kingston et à Gananoque, en Ontario, afin d'examiner la demande présentée par **TransCanada** en vue de la construction d'un nouveau gazoduc appelé «prolongement de Gananoque». L'étape de la preuve a duré 21 jours, et la plaidoirie finale a été présentée par voie de mémoires.

TransCanada a proposé de construire un nouveau gazoduc de 25,2 kilomètres qui s'étendrait de sa canalisation principale à l'est de Kingston vers un point de la frontière internationale situé à proximité de Wolfe Island, sur le fleuve Saint-Laurent. Il transporterait du gaz naturel devant être exporté par **Western Gas Marketing Limited**, agent de **TransCanada**, à **Niagara Mohawk Power Corporation** dans l'État de New York, à compter du 1er novembre 1991.

Les installations du prolongement de Gananoque ont été examinées une première fois pendant l'audience GH-1-89, en même temps de plusieurs autres projets d'exportation. En raison du vif intérêt suscité par le prolongement de Gananoque, l'Office a laissé savoir, le 2 août 1989, qu'en cas d'approbation de la demande d'exportation liée au projet du prolongement de Gananoque, l'audience GH-1-89 serait rouverte afin d'entendre la preuve relative aux installations. Dans sa décision du 20 novembre 1989, l'Office a rejeté la demande de licence d'exportation de **Western Gas Marketing Limited** et informé **TransCanada** que sa demande de certificat à l'égard du prolongement de Gananoque était rejetée.

En décembre 1989, l'Office a décidé de mener une étude sur le rôle de l'analyse avantages-coûts dans l'application de la méthode axée sur les conditions du marché. Dans sa décision GHW-4-89, l'Office a conclu qu'il n'y avait plus lieu d'utiliser l'analyse avantages-coûts comme facteur d'évaluation des demandes de licences d'exportation et, par suite de cette modification de procédure, un réexamen a permis de délivrer une licence d'exportation de gaz à **Western Gas Marketing/TransCanada**. Le 9 mars, **TransCanada** a déposé une demande de révision du refus relatif aux installations du prolongement de Gananoque, à la suite de laquelle l'Office a convoqué une audience publique pour examiner la demande relative aux installations de **TransCanada**.

L'Office a mené un examen environnemental préalable de cette demande et déterminé qu'il convenait de passer à l'étape de l'examen public.

De nombreux propriétaires fonciers et résidents ont participé au processus, si bien qu'en l'occurrence, le rôle de l'Office a été quelque peu différent. Afin d'aider ces intervenants, l'Office a assumé diverses fonctions administratives, s'acquittant en cela la responsabilité qui incombe aux intervenants de diffuser des éléments de preuve à toutes les parties. L'Office a siégé principalement le soir, afin que les résidents de l'endroit puissent prendre part à l'audience.

L'Office compte rendre une décision sur cette demande au printemps 1991. (Voir aussi *TransCanada - Prolongement de Gananoque*, RH-4-90 à la page 42).

Westcoast Energy Inc. - Usine McMahon - GH-5-90

Dans une demande présentée le 6 juin, **Westcoast** a sollicité l'autorisation d'agrandir les installations de son usine McMahon, située dans le nord-est de

la Colombie-Britannique, afin d'accroître de 18 % la capacité de transformation de gaz brut de l'usine et de porter cette capacité à 19,255 millions de mètres cubes par jour.

Une audience publique de deux jours a été tenue à compter du 20 août à Fort St. John, en Colombie-Britannique.

L'Office a procédé à l'examen environnemental de la proposition et conclu que les incidences environnementales du projet et leurs répercussions sociales directes sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues.

Le 11 octobre, l'Office a annoncé sa décision d'approuver le projet. Les installations devraient être aménagées d'ici novembre 1991, à un coût estimatif de 108 millions de dollars.

Westcoast Energy Inc. - Projet de gazoduc Hossiti - GH-8-90

Le 1er novembre, l'Office a tenu une audience publique à Ottawa afin d'examiner la demande présentée le 7 septembre par **Westcoast** visant la construction d'un gazoduc de 44,9 kilomètres à un coût estimatif de 10,9 millions de dollars. **Westcoast** a besoin de ce gazoduc, qu'elle souhaite construire dans le nord-est de la Colombie-Britannique, pour fournir des services de transport et de transformation de gaz brut à **Unocal Canada Limited**. **Westcoast** a aussi demandé l'autorisation de percevoir des frais supplémentaires mensuels pour le transport de gaz brut par les installations proposées.

L'Office a procédé à l'examen environnemental de la proposition et conclu que les incidences environnementales possibles du projet et leurs répercussions sociales directes sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues.

L'Office a approuvé la demande relative aux installations et fait connaître ses Motifs de décision le 11 décembre. Le gouverneur en conseil a approuvé le certificat le 13 décembre. L'Office a aussi approuvé les droits supplémentaires révisés, le 3 janvier 1991.

Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc. - Installation d'entreposage de liquides de gaz naturel - GHW-5-90/RH-3-90

Dans sa demande du 30 avril, **Interprovincial** a sollicité l'autorisation de construire, en 1991, une installation d'entreposage de liquides de gaz naturel à côté de son terminal d'Edmonton, à un coût estimatif de 18 millions de dollars. **Interprovincial** a demandé également à l'Office d'approuver la méthode de

conception des droits applicables aux installations proposées. L'entrepôt renfermerait neuf sections de 350 mètres de bassins d'entreposage tubulaires souterrains reliés entre eux par des conduites de remplissage et de pompage dans lesquelles les expéditeurs pourraient accumuler des liquides de gaz naturel selon le débit des conduites et selon les quantités nécessaires pour l'injection dans le réseau pipelinier d'**Interprovincial**.

L'Office a également reçu des demandes de la part d'expéditeurs potentiels qui avaient conclu avec **Interprovincial** des ententes de soutien concernant des installations et qui souhaitaient s'assurer d'un accès à ces installations.

L'Office a décidé d'examiner les questions relatives à la construction et à l'aménagement des installations par voie de mémoires. Une audience orale s'est tenue du 12 au 17 novembre à Edmonton, en Alberta, afin d'examiner la nécessité des installations proposées, la conception des droits proposée pour ces installations et les demandes des expéditeurs en ce qui concerne l'accès à ces installations.

L'Office rendra sa décision en ces matières au début de 1991.

Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc. -Accident de Camrose, en Alberta - OHW-1-89

Le 15 novembre, l'Office a dévoilé ses Motifs de décision suite à la révision, en deux étapes, de sa décision, prise en 1986, d'adopter la recommandation 5.9 faite par un comité de l'Office par suite de l'enquête sur l'accident fatal survenu en 1985 au gazoduc d'**Interprovincial**, près de Camrose, en Alberta. Le comité de l'Office avait recommandé que les sociétés pipelinières réglementées par l'Office soient contraintes d'éliminer certaines soudures et de vérifier l'état d'un échantillon d'autres soudures.

La première étape consistait en un programme d'inspection ou d'échantillonnage ayant pour objet de réunir des éléments de preuve pour les besoins de l'examen. La deuxième étape consistait en une étude de la recommandation à la lumière des mémoires déposés par cinq sociétés et des vues exprimées par les parties intéressées au sujet de ces mémoires.

Par suite de son examen, l'Office a annulé la recommandation 5.9 et proposé l'imposition de nouvelles exigences applicables, en tant que norme minimale, à toutes les sociétés pipelinières réglementées par l'Office. Ces exigences visent rétroactivement les soudures exécutées avant le 23 juillet 1986 sur des pipelines remplis de liquide, à l'exception des soudures aux joints d'embranchement recouvertes d'un dispositif de renforcement. L'Office a aussi décidé que les mémoires portant sur des sociétés individuelles qui lui ont été soumis étaient admissibles.

Dans une affaire connexe, l'Office avait invité l'industrie à exprimer ses vues sur les onze autres recommandations exposées dans le rapport du comité d'enquête. Ayant examiné ces observations, l'Office a rendu un certain nombre de décisions en 1988 et 1989 ayant trait à ces recommandations et approuvé la modification, en conséquence, du *Règlement sur les pipelines terrestres*.

Droits et tarifs

TransCanada PipeLines Limited - Droits de 1990 - RH-3-89

Le 5 février 1990, l'Office a rendu publique sa décision, sans les motifs afférents, concernant les nouveaux droits exigibles par **TransCanada** à compter du 1er janvier 1990. De cette façon, **TransCanada** n'a pas été obligée de percevoir des droits provisoires auprès de ses clients. L'Office a publié ses Motifs de décision en avril.

À l'audience, qui a débuté à Ottawa le 27 novembre 1989, l'Office a examiné le coût du service, la base des taux et le rendement proposés par **TransCanada** pour l'année d'essai 1990. Il a cependant exclu de son examen la conception des droits et les autres questions tarifaires, exception faite de la prévision de débit.

Les nouveaux droits approuvés par l'Office pour le service garanti affichent une hausse de 1,4 % par rapport aux droits moyens de 1989. L'Office a également approuvé pour 1990 un taux de rendement des capitaux propres de 13,25 %.

Westcoast Energy Inc. - Droits de 1989-1990

En mars 1990, l'Office a fait connaître ses Motifs de décision sur la deuxième étape de l'audience publique tenue en octobre et novembre 1989 pour examiner la base des taux, le coût du service et le rendement de **Westcoast** pour l'année d'essai 1990. L'Office avait rendu sa décision le 19 décembre 1989 et, suite à une demande de la société, il avait aussi décidé que les droits actuels de **Westcoast** seraient perçus à titre provisoire à compter du 1er janvier 1990.

Le 15 février 1990, l'Office, après avoir pris connaissance des commentaires des parties intéressées, a rejeté la demande datée du 29 novembre 1989 de **l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada** visant la révision de la décision de l'Office concernant les droits applicables au service interruptible de **Westcoast**.

Westcoast Energy Inc. - Demande visant les droits de 1991 - RH-1-90

Le 27 juin, **Westcoast** a déposé une demande, subséquemment modifiée, visant les droits applicables au transport du gaz naturel qui seraient exigibles à compter du 1er janvier 1991. Ces nouveaux droits seraient d'environ 5 % supérieurs aux

droits moyens de transport garanti. La société a également demandé que les droits applicables au service interruptible en hiver et en été soient abaissés.

Dans sa demande modifiée, **Westcoast** a demandé une augmentation de 5,9 % de ses besoins en revenus, qui passeraient de 292,5 à 309,8 millions de dollars, et une augmentation de 8,8 % de sa base des taux, qui passerait de 820,2 à 892 millions de dollars, pour des projets d'immobilisations que la société entend entreprendre en 1991. La société a demandé aussi que le rendement de ses capitaux propres passe de 13,5 à 14,375 %.

Une audience publique a été tenue du 10 octobre au 6 novembre à Vancouver, en Colombie-Britannique, et à Ottawa. Pendant cette audience, l'Office a rendu une décision sur les tests à appliquer pour déterminer s'il y a lieu de percevoir des frais supplémentaires (supplément) sur un prolongement du réseau de transport de gaz naturel. L'Office a aussi décidé que si le prolongement visé était aménagé en aval d'une usine de traitement sous-exploitée, une partie des recettes de traitement garanti en amont serait incluse dans le calcul du supplément.

Le 12 décembre, l'Office a publié un document apportant des précisions sur cette décision relative à la politique d'agrandissement des installations de transport de gaz brut de **Westcoast**, après avoir reçu une demande en ce sens de la part de l'**Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada**.

Le 27 décembre, l'Office a rendu publique sa décision concernant la modification de la procédure de mise en file d'attente et des critères d'accès de **Westcoast**. Cette décision a été rendue hâtivement de façon qu'une faible quantité de la capacité, devenue disponible à l'usine McMahon le 1er novembre 1990, puisse être acquise par contrats de service garanti.

En attendant la publication des Motifs de la décision relative à la demande visant les droits au début de 1991, l'Office a décidé, le 27 décembre, que les droits actuels de **Westcoast** seraient perçus à titre provisoire à compter du 1er janvier 1991.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. - Droits de 1991-1992 - RH-2-90

Du 10 au 13 décembre, l'Office a tenu une audience publique à Ottawa pour examiner une demande datée du 17 juillet 1989, dans sa version modifiée, présentée par **TQM** en vue d'augmenter de 13,75 à 14,50 % le rendement des capitaux propres pour les années 1991 et 1992.

La proposition de la société fait partie d'une demande visant à majorer les droits perçus sur son gazoduc de 9,4 % en 1991 et de 2,8 % en 1992.

Les questions autres que le taux de rendement ont été examinées par voie de mémoires avant l'audience publique, et la plaidoirie sur ces questions a été entendue à l'audience.

Anticipant la publication de ses Motifs de décision au sujet de la demande portant sur les droits, tôt en 1991, l'Office, le 7 décembre, a autorisé les droits de TQM sur une base provisoire à compter du 1er janvier 1991.

TransCanada PipeLines Limited - Prolongement de Gananoque - RH-4-90

L'Office a tenu une audience les 26 et 27 novembre à Ottawa pour déterminer la méthodologie de conception des droits qu'il convient d'appliquer aux coûts associés à la proposition de construction du prolongement de Gananoque (voir TransCanada - Prolongement de Gananoque, GH-4-90, à la page 37).

L'Office prévoit rendre sa décision au début de 1991.

AUTRES ACTIVITÉS DE L'OFFICE

Pétrole

En 1990, l'Office a rendu 115 ordonnances d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers. L'Office reçoit chaque mois des données de l'industrie sur les volumes et les prix de ces exportations. Ces données sont compilées et analysées, et des rapports d'ensemble sont diffusés à l'industrie et aux autres parties intéressées. L'Office publie également des rapports annuels sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers.

Gaz naturel

En 1990, l'Office a approuvé 151 ordonnances d'exportation et d'importation à court terme de gaz naturel. L'une d'elles visait l'importation et l'exportation subséquente de gaz en vertu du nouvel alinéa 8(1)e) du *Règlement sur l'Office national de l'énergie, partie VI*. L'Office a également approuvé 18 nouvelles licences et 12 modifications de licences (voir les annexes 4 et 12 sur le gaz).

Durant l'année, l'Office a veillé à ce que les transactions d'exportation de gaz naturel soient conformes aux modalités des licences et aux dispositions contractuelles approuvées. Il a rassemblé et publié des données mensuelles sur les prix d'exportation et sur les ventes, ainsi que sur les coûts de transport connexes; ces données ont permis à un comité de fonctionnaires du gouvernement

fédéral et des provinces productrices d'évaluer les prix à l'exportation par rapport aux prix intérieurs.

Propane et butanes

En 1990, l'Office a continué de surveiller les exportations de propane et de butanes. Dans ce contexte, il a rendu 49 ordonnances d'exportation de propane et 44 ordonnances d'exportation de butanes. Les sociétés remettent à l'Office des données mensuelles sur les exportations, notamment sur les prix et les quantités. En outre, elles lui fournissent des informations sur leurs approvisionnements et sur la destination de ces produits. Ces données sont analysées et des rapports d'ensemble sont diffusés à l'industrie et aux autres parties intéressées.

Éthane

Les exportations d'éthane sont soumises aux mêmes critères de réglementation que le gaz naturel. L'Office n'a rendu aucune ordonnance d'exportation d'éthane en 1990.

Électricité

En 1990, l'Office a continué de surveiller les exportations d'électricité afin de s'assurer que les transactions respectent les conditions des licences, des permis et des ordonnances. Il a aussi délivré sept licences d'exportation, 13 permis d'exportation, deux ordonnances d'exportation en plus de modifier les conditions de 11 licences et d'un certificat applicables à des lignes de transport.

Dans le cadre de ses activités de surveillance, il a reçu des données sur les quantités exportées et les recettes de chaque exportateur, et il a compilé un rapport mensuel à l'intention des sociétés exportatrices, des organismes fédéraux et d'autres parties intéressées. On trouve dans les annexes sur l'électricité la liste détaillée des quantités exportées et des recettes correspondantes, ainsi que la liste des licences, des permis et des ordonnances délivrés en 1990. Ces annexes renferment aussi des renseignements sur les volumes importés par province et par région américaine.

Politique canadienne de l'électricité

Le 24 mai, le projet de loi C-23 - *Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie* - a été proclamé par le gouverneur en conseil; il est entré en vigueur le 1er juin. La nouvelle loi simplifie et diminue les dispositions réglementaires applicables aux exportations d'électricité et aux lignes internationales de transport d'électricité. La nouvelle politique permet à l'Office à approuver des exportations d'électricité par la délivrance de licences sans tenir d'audience

publique, à moins que le gouverneur en conseil n'impose la tenue d'une audience publique à l'égard d'un projet d'exportation en particulier.

Des directives énonçant les changements apportés aux procédures de l'Office et au projet de *Règlement de l'Office national de l'énergie sur l'électricité* ont été envoyées aux intéressés le 22 juin.

Commerce interprovincial de l'électricité

À la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Office a lancé une étude destinée à identifier et à examiner les mesures qui pourraient être prises pour :

- améliorer le commerce interprovincial d'électricité,
- encourager la collaboration entre les services publics d'électricité, et
- permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir un accès commercial à la capacité disponible de transport d'une province à l'autre, pour le transport de transit. Par transport de transit, on entend le transport d'électricité appartenant à un service au moyen des circuits d'un autre service pour livraison soit à une tierce partie, soit de nouveau au service d'origine.

L'Office poursuit l'étude selon deux axes : la coopération inter-services, d'une part, et le transport de transit et l'accès aux services de transport, d'autre part. Il travaille en collaboration avec les gouvernements provinciaux, les services publics d'électricité et d'autres parties intéressées.

Autres activités du secteur de l'électricité

Durant l'année, l'Office a continué d'informer le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources sur la situation des exportations d'électricité. Il a également poursuivi ses consultations et sa collaboration avec d'autres ministères gouvernementaux et des groupes industriels qui coordonnent, au Canada et aux États-Unis, l'exploitation des services publics d'électricité en Amérique du Nord.

L'Office a fourni une aide technique au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour l'analyse de la fiabilité du réseau de transport à courant continu haute tension de la société hydro-électrique du Manitoba.

Études sur l'énergie

Offre et demande d'énergie au Canada

En 1990, l'Office a annoncé que son personnel mettrait à jour les projections de l'offre et de la demande d'énergie publiées dans le rapport de septembre 1988

intitulé : *L'énergie au Canada : offre et demande, 1987-2005*. Il a fait part de son intention de publier, en 1991, un rapport contenant une évaluation de la perspective globale canadienne en matière d'énergie pour la période 1989 à 2010.

L'Office a mis deux trousses d'information à la disposition du public pour recueillir les commentaires des intéressés. La première, distribuée en mai, exposait les opinions préliminaires sur les hypothèses avancées tandis que la seconde, diffusée à l'automne, contenait des projections préliminaires. L'Office a également mené des consultations auprès des gouvernements provinciaux et d'un vaste éventail d'autres parties intéressées.

L'Office compte publier son rapport définitif en 1991.

Activités pipelinières

L'Office réglemente un total de 52 sociétés pipelinières de gaz naturel, de pétrole et de produits pétroliers. On trouve le plan de leurs réseaux aux figures 21 et 22.

Toute nouvelle installation pipelinière relevant de l'Office doit être autorisée par ce dernier avant d'être construite et d'entrer en service. L'Office est chargé de surveiller la construction et de veiller à la protection de l'environnement pour garantir le respect de ses règlements sur la sécurité et sur l'environnement, ainsi que des modalités de ses ordonnances ou certificats d'approbation. De plus, l'Office vérifie les frais de construction et d'exploitation afin de garantir que les payeurs de droits reçoivent des services efficients. Des certificats sont délivrés à l'égard des nouveaux pipelines de plus de 40 kilomètres de long, si l'Office les approuve après avoir tenu une audience publique, conformément aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Tous les certificats sont assujettis à l'approbation du gouverneur en conseil. On trouve aux annexes 1, 2 et 3 sur le pétrole et le gaz la liste des ordonnances et des certificats de construction de nouvelles installations pipelinières délivrés en 1990.

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* est entré en vigueur le 1er septembre 1988. Les modifications proposées à ce règlement seront transmises à l'industrie en 1991 dans le but de recueillir les commentaires de celle-ci. Elles refléteront les conclusions tirées des entretiens de l'Office avec le **Comité de l'industrie pipelinière canadienne** au sujet de l'enquête menée sur l'accident survenu sur le pipeline de **Compagnie Pipeline Interprovincial** en 1985 près de Camrose, en Alberta. En outre, les modifications proposées comprendront des renvois aux nouvelles versions des normes sur les pipelines de l'**Association canadienne de normalisation (ACNOR)** qui ont été modifiées en fonction de certaines recommandations faites à la suite des rencontres Office-industrie au sujet de l'accident de Camrose.

Figure 21

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie - pétrole et produits pétroliers

—— Pipelines en place

1. Aurora Pipe Line Company
2. Cochin Pipe Lines Ltd.
3. Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian Kerrobert Pipeline Ltd.
4. Dome NGL Pipeline Ltd.
5. Dome NGL Pipeline Ltd. et La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
6. Esso Resources Canada Limitée
7. Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.
8. Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.
9. Manito Pipelines Ltd.
10. Les Pipe-Line Montréal Limitée
11. Mont Resources Limited
13. Murphy Oil Company Ltd.
13. Northwest Transmission Company Limited
14. Petroleum Transmission Company
15. Polysar Hydrocarbons Limited
16. Pouce Coupé Pipeline Ltd.
17. Shell Canada Products Limited
18. Sun Pipe Line Company
19. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
20. Pipelines Trans-Nord Inc.
21. Wascana Pipe Line Ltd.
22. Westspur Pipe Line Company (1985) Inc.
23. Yukon Pipelines Limited

Figure 22

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie - gaz naturel

1. Alberta Natural Gas Company Ltd.
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (inactif)
3. Ressources Amoco Canada Limitée (inactif)
4. A.P.R. Pipeline Company Ltd.
5. Bonanza Oil and Gas Ltd.
6. B.P. Resources Canada Limited
7. Canadian Hunter Exploration Ltd.
8. Canadian-Montana Pipe Line Company
9. Champion Pipe Line Corporation Limited
10. Consumers' Gas (Canada) Limited
11. Foothills Pipe Lines Ltd.
12. IOG Transmission Holdings Ltd.
13. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
14. Mid-Continent Pipelines Limited
15. Minell Pipeline Ltd.

16. Murphy Oil Company Ltd. (inactif)
17. Niagara Gas Transmission Limited
    (a) Croisement de la rivière Ottawa
    (b) Croisement du fleuve Saint-Laurent
18. Novacorp International Pipelines Ltd. (titulaire d'un certificat)
19. Peace River Transmission Company Limited
20. Poco Petroleums Ltd.
21. Saskatchewan Power Corporation
22. SCL Québec Pipeline Inc.
23. St. Clair Pipelines Ltd.
24. TransCanada PipeLines Limited
25. Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
26. Union Gas Limited
27. Westcoast Energy Inc.
28. Embranchement Dempster (Corridor) de Foothills
29. 167486 Canada Ltd.

L'Office continue de s'inspirer des normes de l'**ACNOR** pour établir les exigences techniques applicables à la conception, à la construction et à l'exploitation des oléoducs et des gazoducs relevant de sa compétence. En conséquence, il s'est engagé à participer encore activement aux activités d'élaboration de normes de l'**ACNOR**. Actuellement, l'Office est représenté au sein de 27 comités, sous-comités et groupes de travail de cet organisme.

Le 19 novembre, l'Office a publié ses Motifs de décision suite à son examen de la recommandation 5.9 du rapport de l'Office sur l'accident de Camrose. Cette recommandation portait sur l'intégrité des soudures faites sur les pipelines remplis de liquides (voir *Audiences, enquêtes et examens* à la page 39).

Protocole d'instruction - Réglementation des sociétés du groupe 2

Depuis la diffusion de son premier protocole d'instruction en 1985, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et ses règlements d'application ont subi de nombreux changements. C'est pour cette raison que l'Office a publié, le 22 novembre, une version à jour de son protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2.

Surveillance de la conformité, vérifications et inspections

Le 8 mars, l'Office a envoyé à toutes les sociétés relevant de sa compétence une lettre décrivant les modalités d'application du *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office. En vertu de ces nouvelles modalités, le personnel de l'Office vérifie les documents d'une société aux bureaux de celle-ci, inspecte les installations pipelinières et reçoit l'assurance d'une conformité volontaire de la part des représentants de la société. Au cours de l'année, le personnel de l'Office a procédé à la vérification de 11 sociétés pipelinières relevant de sa compétence.

En 1990, l'Office a inspecté quelques installations de six sociétés du groupe 2 et a vérifié les documents de ces sociétés et d'une société du groupe 1, aux sièges sociaux de celles-ci. Ces inspections visaient à évaluer les pratiques d'exploitation, d'entretien et de sécurité de ces sociétés pipelinières ainsi que l'application de la partie II du *Code canadien du travail* qui régit la santé et la sécurité au travail.

L'Office a également visité six chantiers de construction représentant au total 220 kilomètres de pipeline. Ces inspections visaient à vérifier le respect des dispositions du *Règlement sur les pipelines terrestres* et des modalités particulières des ordonnances et des certificats délivrés par l'Office. Dans le cadre de ces fonctions d'inspection, le personnel a vérifié si les dispositions de la partie II du *Code du travail* visant les employés des sociétés pipelinières sur les chantiers de construction étaient respectées.

L'Administration du pipe-line du Nord

En 1990, l'Administration du pipe-Line du Nord a encore demandé des conseils techniques au personnel de l'Office de façon à bien s'acquitter des responsabilités qui lui sont dévolues par la *Loi sur le pipe-line du Nord*. L'Office a fourni son aide technique pendant la construction d'une station de compression sur le segment du pipeline de **Foothills Pipe Lines Ltd.** situé en Saskatchewan ainsi que pendant les premières étapes de l'examen courant de deux projets de la société, soit l'accroissement de la capacité du segment du réseau situé dans le sud de la Colombie-Britannique et l'accroissement de la capacité du tronçon de l'Est en Alberta.

Accidents de pipelines

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les accidents causant des blessures ou des décès, sur les cas de défaillance d'un pipeline, comme les fuites, les ruptures, les incendies ou les explosions, ou sur tout autre incident mettant hors service un pipeline relevant de sa compétence. Il mène des enquêtes publiques, s'il y a lieu, pour établir les causes des accidents et déterminer, le cas échéant, des mesures de prévention. Ces rapports et enquêtes sont pris en considération au moment de la révision des normes de sécurité et d'exploitation des pipelines et des exigences réglementaires.

Si un pipeline est endommagé, l'Office s'assure que des mesures sont prises pour limiter les déversements d'hydrocarbures, protéger les personnes et les biens, faire réparer le pipeline endommagé et rétablir le service dès que possible. Il continue ensuite de surveiller les lieux de l'accident afin de s'assurer de l'efficacité du programme de restauration environnementale de la société visée.

En 1990, l'Office a exécuté plusieurs inspections sur les lieux d'incidents pipeliniers afin de surveiller la mise en oeuvre des méthodes d'intervention d'urgence, ainsi que des mesures de sécurité et de protection de l'environnement.

On trouve au tableau 7 les causes des accidents survenus au cours des cinq dernières années. Au total, 47 accidents se sont produits en 1990, mais aucune perte de vie humaine n'a été signalée.

L'augmentation apparente du nombre d'accidents pipeliniers en 1989 et 1990 s'explique en partie par l'adoption d'une définition élargie des accidents devant être signalés, dans le *Règlement sur les pipelines terrestres* entré en vigueur le 1er septembre 1988. À titre d'exemple, les accidents devant faire l'objet d'un rapport sont désormais tous ceux qui causent des blessures, indépendamment de leur gravité, si elles entraînent l'hospitalisation. De plus, tout rejet à

l'environnement de substances toxiques, durant la construction, l'exploitation ou l'abandon d'un pipeline, doit désormais être signalé à l'Office.

Tableau 7

Causes des accidents pipeliniers survenus de 1986 à 1990

	1986	1987	1988	1989	1990
Soudures défectueuses	0	3	3	5	0
Défaillances matérielles	5	4	7	12	12
Dommages par des tiers	3	8	6	2	5
Corrosion	10	8	4	3	1
Divers[a]	10	15	18	26	29
Total	**28**	**38**	**38**	**48**	**47**

(a) Comprend les accidents de construction et de travail, les erreurs humaines, les glissements de terrain et d'autres causes diverses.

La *Loi constituant le Bureau d'enquête sur les accidents de transport* est entrée en vigueur le 29 mars. Cette loi crée un nouveau bureau ayant pour mandat de mener les investigations indépendantes et les enquêtes publiques jugées nécessaires au sujet de tout accident touchant un pipeline relevant de sa compétence en vertu d'une loi du Parlement. Le Bureau d'enquête sur les accidents de transport aura préséance sur l'Office en ce qui a trait aux enquêtes sur les causes des incidents liés à l'exploitation d'un pipeline et sur les facteurs ayant contribué à ces incidents.

On prévoit qu'en 1991, le Bureau d'enquête sur les accidents de transport et l'Office signeront un protocole d'entente sur leurs rôles respectifs dans les enquêtes futures sur les accidents.

Approbations et construction

En 1990, l'Office a tenu des audiences publiques pour examiner les demandes de construction de nouvelles installations présentées par **TransCanada PipeLines Limited**, **Westcoast Energy Inc.**, et **Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.** (Voir *Audiences, enquêtes et examens* à partir de la page 35).

TransCanada PipeLines Limited a construit un doublement d'environ 330 kilomètres le long de son réseau, deux stations de comptage ainsi que deux stations de compression sur le raccourci North Bay aux termes du certificat délivré par l'Office suite aux audiences tenues en 1989.

Au cours de l'année, l'Office a également autorisé **Westcoast** à construire le pipeline South Susunka de 12,3 kilomètres de longueur et le pipeline Pesh de 26,7 kilomètres, qui ont été mis en service en 1990. En décembre, il a également autorisé la construction du gazoduc Hossitl de 44,9 kilomètres qui devrait entrer en service d'ici le 1er avril 1991.

Foothills Pipe Lines Limited a parachevé la construction de deux ajouts importants sur le tronçon de l'Est, une installation de décompression et de recompression à Empress en Alberta pour permettre l'exploitation de son pipeline à haute pression indépendamment du réseau de **NOVA Corporation of Alberta** et la nouvelle station de compression 393 près de Val Marie en Saskatchewan, qui améliorera la fiabilité et la sécurité du réseau. Ce dernier projet a été réalisé sous le régime de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

L'Office a autorisé **Alberta Natural Gas Company Ltd** à réaliser divers projets dont la modification de la station de comptage au point d'exportation de Kingsgate et le remplacement d'un compresseur à la station 2A par un appareil nouveau et plus efficient de 13 mégawatts.

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. a reçu l'autorisation de construire un piquage commercial à Lanoraie et une station de réception et de livraison à Pointe-du-Lac qui desservira un réservoir souterrain.

L'Office a également autorisé **167496 Canada Ltd**, une nouvelle société constituée en vertu d'une loi fédérale, à construire un gazoduc de 3,4 kilomètres traversant la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. **BP Ressources Limitée** a été autorisée à construire une canalisation de collecte de deux kilomètres de longueur traversant la frontière de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, près de Dawson Creek en Colombie-Britannique.

En outre, l'Office a approuvé d'autres demandes présentées par diverses sociétés et portant sur les installations de réception et de livraison, le remplacement des canalisations, l'amélioration des stations de compression et de pompage et la modification des installations pipelinières en place.

Environnement

Depuis près de 20 ans, dans le cadre des attributions que lui confère sa loi constitutive, l'Office accorde beaucoup d'importance aux incidences environnementales des décisions réglementaires qui portent sur des demandes sollicitant des certificats ou des ordonnances pour la construction et l'exploitation de pipelines et de lignes internationales de transport d'électricité. Lorsqu'il prend ces décisions, il tient compte des préoccupations environnementales liées aux grands dossiers tels que la pollution de l'air, de la terre et de l'eau, la perturbation des ressources renouvelables et non renouvelables, l'intégrité des

habitats naturels, la perturbation de l'utilisation du territoire et des ressources ainsi que la protection des droits fonciers.

Les sociétés ayant l'intention de construire ou d'exploiter des pipelines ou des lignes de transport d'électricité sont tenues d'en minimiser les effets néfastes et d'éviter de causer des dommages étendus ou irréversibles aux terres traversées. Pour s'assurer que les mesures voulues sont prises, l'Office examine toutes les étapes de planification, de construction et d'exploitation des projets.

L'énoncé des incidences environnementales que doit soumettre la société demandant l'approbation d'un projet d'aménagement de pipeline ou de ligne de transport constitue la première étape importante du processus d'examen. L'énoncé doit décrire en détail l'état actuel du corridor de construction du pipeline ou de la ligne d'électricité, l'incidence probable du projet sur le corridor, et les mesures qui seront mises en oeuvre par le promoteur pour atténuer cette incidence. De plus, lorsqu'il est impossible d'éviter des effets néfastes sur l'environnement, l'Office s'assure que les sociétés mettent en oeuvre des mesures d'atténuation appropriées durant les travaux de construction et la restauration des zones touchées. Dans ce cas, il exige l'élaboration d'une liste des questions environnementales à prendre en considération, afin de pouvoir suivre l'évolution de la situation durant la construction et l'exploitation du projet. Cette liste s'ajoute au processus d'évaluation des incidences environnementales et sert de fondement aux activités de protection de l'environnement pendant toutes les phases du projet.

Dans le cadre de son programme de protection de l'environnement, l'Office inspecte les emprises de construction des pipelines et des lignes de transport d'électricité pour vérifier l'application des mesures de protection de l'environnement annoncées par les sociétés et le respect des exigences de l'Office. De plus, les sociétés doivent déposer, après l'achèvement des travaux, des rapports de surveillance faisant le point sur la remise en état des emprises, ainsi que sur la liste des questions environnementales.

Il incombe en outre à l'Office de veiller à ce que les pipelines soient exploités et entretenus de manière à respecter l'environnement. Pour ce faire, il effectue des inspections périodiques de l'état des emprises et il inspecte les lieux des accidents de pipelines pour s'assurer que les mesures de protection, de restauration et d'entretien de l'environnement sont entièrement mises en oeuvre. Il inspecte les stations de pompage et de compression des pipelines, notamment en effectuant des études de bruit et en vérifiant les installations de stockage des matières dangereuses. Finalement, il surveille l'exploitation de plusieurs usines de gaz de **Westcoast Energy Inc.**, en veillant notamment à ce que le niveau des émanations de soufre soit acceptable et à ce que les effluents rejetés des bassins de traitement des déchets aient été correctement traités.

En 1990, l'Office a exécuté plusieurs inspections environnementales. Il a notamment surveillé les travaux de construction de pipelines comme la boucle de canalisation aménagée par **TransCanada PipeLines Limited** dans une partie des Great Sand Hills de la Saskatchewan. Ces travaux ont suscité tout particulièrement l'intérêt public parce que le ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique de la province a imposé un moratoire sur l'utilisation du territoire en juillet 1990 dans cette région centrale vulnérable des Great Sand Hills. Pour se conformer aux règlements de l'Office, **TransCanada** présentera des rapports de surveillance environnementale en décembre 1991 et décembre 1992 et, au besoin, elle devra prendre les mesures correctrices nécessaires pour réparer les dommages causés.

En plus d'inspecter les chantiers de construction, les inspecteurs de l'Office ont également examiné les emprises des travaux achevés en 1988 et 1989, à savoir les travaux réalisés par **TransCanada PipeLines Limited** sur le doublement de la canalisation à Niagara en 1988 et 1989, le doublement de la canalisation dans le nord-ouest de l'Ontario en 1989 ainsi que les travaux réalisés par **Westcoast** sur la canalisation Umbach et le prolongement North Jedney dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La remise en état des emprises inspectées en 1990 continue de manière satisfaisante, les projets de construction n'ayant eu que peu d'incidences environnementales. L'Office continuera de surveiller ces emprises pour s'assurer qu'elles sont parfaitement remises en état.

Actuellement, 11 sociétés relevant de la compétence de l'Office entreposent du matériel contenant des substances contaminées par des biphényles polychlorés (BPC). L'Office oblige ces sociétés à présenter un inventaire à jour des BPC utilisés et entreposés dans leurs installations et il mène des inspections s'il y a lieu. Cinq inspections ont été effectuées en 1990 : un site ne contenait plus de BPC car ceux-ci avaient été expédiés à une installation d'entreposage provinciale en vue de leur destruction et les quatre autres sites ont dû se conformer à l'*Ordonnance fédérale provisoire sur l'entreposage des déchets contenant des biphényles polychlorés*.

Initiatives nouvelles

Au cours des deux dernières années, on a observé une sensibilisation accrue de la population accompagnée de modifications à la politique gouvernementale en matière d'environnement. Les nouvelles mesures politiques prises ont amené l'Office à entreprendre divers projets dans le domaine de l'environnement.

En 1990, l'Office a rendu public son protocole d'instruction portant sur l'information préalable du public au sujet des projets énergétiques mis de l'avant. Ces directives prévoient l'intervention du public à l'étape de la planification et de l'élaboration des projets ainsi que la prise en compte des préoccupations soulevées dans la préparation des demandes présentées à

l'Office. L'information préalable et l'intervention opportune du public devraient permettre aux personnes susceptibles d'être touchées par un projet d'exprimer plus efficacement leurs opinions sur le projet mis de l'avant. Le processus de réglementation de l'Office sera aussi amélioré.

Reconnaissant l'étroite relation qui existe entre l'énergie et l'environnement, le personnel de l'Office examine présentement les incidences de certaines prévisions relatives à l'offre et à la demande d'énergie susceptibles d'être analysées dans le prochain rapport de l'Office sur l'*offre et la demande d'énergie au Canada*, qui sera publié en 1991. Le rôle de la Direction de l'environnement dans l'étude en cours est de donner des avis sur les grands dossiers environnementaux, et plus particulièrement sur les émissions de certains gaz associées à la production et à la consommation de combustibles fossiles.

Au cours de 1989 et 1990, les décisions de la Cour fédérale concernant les projets Rafferty-Alameda et Oldman River ont été parmi les facteurs principaux ayant influé sur les dossiers environnementaux. Ces décisions ont en effet confirmé que le *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (le Décret PEEE)* devrait être interprété comme une loi d'application générale et non comme une simple directive. Par conséquent, chaque ministère ou organisme fédéral doit dorénavant prendre en considération les incidences environnementales de toutes les propositions qu'il entend mettre en oeuvre ou à l'égard desquelles il est habilité à prendre des décisions d'ordre financier, réglementaire ou administratif.

Le *Décret PEEE* ayant force de loi, l'Office a entrepris d'examiner ses activités d'évaluation environnementale. Il a par conséquent normalisé ses examens préalables afin qu'ils soient conformes aux dispositions du *Décret PEEE*. En plus d'examiner les demandes visant diverses installations, il a mené des examens préalables des demandes visant les exportations dans le but de déterminer l'ampleur des incidences environnementales potentielles des exportations envisagées. Pour aider les sociétés à préparer les évaluations environnementales de leurs propositions d'exportation de gaz, l'Office a élaboré une demande de renseignements générique.

En 1990, la nécessité de procéder à des examens préalables, notamment dans le cas des demandes d'exportation de gaz, a accru la charge de travail de l'Office dans le domaine de l'environnement. L'Office a mené des examens préalables portant sur un total de 54 demandes d'exportations de gaz et d'électricité à des audiences publiques, dont 14 instruites par voie de mémoires. À la fin de l'année, il examinait les documents d'examen préalable de quatre autre demandes d'exportation, notamment sur la mise en valeur des réserves de gaz du delta du Mackenzie (l'Office avait déjà approuvé les licences applicables à ce projet).

Pour tenir tête à cette augmentation de sa charge de travail et pour éviter d'accroître la charge de réglementation des sociétés visées, l'Office, en collaboration avec le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales (BFEEE), a dressé la liste des propositions qui, normalement, ne sont pas susceptibles d'avoir des effets environnementaux néfastes et qui devraient donc être exemptées automatiquement d'un examen approfondi en vertu du *Décret PEER*.

L'Office a également établi un cadre d'évaluation provisoire des incidences des exportations de gaz naturel provenant des régions productrices traditionnelles qui devrait être mis en oeuvre bientôt, sous réserve de l'aval du BFEEE. Ce cadre d'évaluation devrait s'appliquer à certaines catégories de projets pour lesquelles les questions environnementales sont semblables et les mesures d'atténuation sont connues. L'application de cette évaluation type aux exportations de gaz naturel canadien devrait contribuer à simplifier l'examen environnemental de ces types de projets.

Croisements par des tiers

Le *Règlement sur les croisements de pipelines* de l'*Office national de l'énergie*, Parties I et II, fixe les conditions d'exécution par des tiers de travaux d'excavation et de construction touchant les pipelines. L'année 1990 a été la deuxième année complète d'application du règlement et, comme en 1989, l'Office n'a pas eu à accorder d'autorisation de croisement de pipelines par des tiers.

L'Office a continué de surveiller l'application de ce règlement, d'encourager l'exécution sécuritaire des travaux d'excavation et de construction près des pipelines et d'informer le public sur le règlement par les moyens suivants :

- 90 enquêtes détaillées sur les infractions commises par des tiers et signalées par les sociétés pipelinières;
- 31 inspections locales au hasard pour surveiller les activités de construction et d'excavation touchant les pipelines;
- vérifications des dossiers sur les croisements de dix sociétés pipelinières et examen de leurs programmes d'information publique en vue de la prévention des dommages par des tiers; et
- séances d'information et réunions avec les entreprises de service public, les entreprises d'excavation et divers organismes partout au pays.

En 1990, l'article 112 de la Loi a été modifié pour inclure certaines activités menées par des tiers qui ont suscité des préoccupations mais qui n'avaient pas

été prévues antérieurement. Les travaux d'excavation exécutés à l'aide d'équipement mécanique et d'explosifs à moins de 30 mètres d'un pipeline sont maintenant assujettis au *Règlement sur les croisements de pipelines*. Pour croiser un pipeline à l'extérieur de la portion fréquentée d'une route publique avec un véhicule ou un appareil motorisé, il faut obtenir l'autorisation de la société pipelinière. Ces modifications permettent aux sociétés pipelinières d'établir des conditions générales pour protéger leurs pipelines des dommages causés par des activités de ce genre.

En juin 1990, l'Office a publié un guide sur les travaux d'excavation et de construction à proximité des pipelines pour aider les personnes qui participent à des activités par des tiers susceptibles de toucher les pipelines réglementés par l'Office. Ce guide donne une brève description des responsabilités exposées dans le *Règlement sur les croisements de pipelines* et comprend le texte du règlement, des cartes montrant l'emplacement des pipelines réglementés par l'Office ainsi que des listes de personnes-ressources pour le personnel de l'Office et des sociétés pipelinières.

Réglementation financière

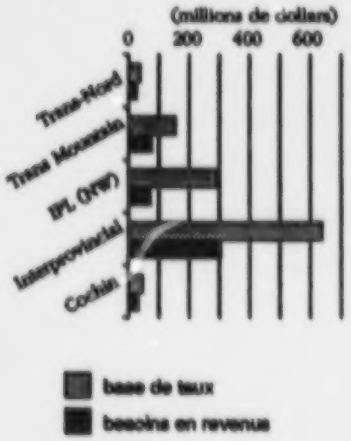
L'article 59 de la *Loi* stipule que «l'Office peut prendre des ordonnances sur tous les sujets relatifs au transport, aux droits et aux tarifs». La portée étendue de ce pouvoir est régie par la disposition de l'article 62 selon laquelle «tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux.» Cette responsabilité constitue l'objet fondamental des activités de réglementation financière de l'Office.

Le rajustement des droits représente l'activité la plus connue du public, mais l'Office doit aussi, au même titre, s'assurer que les droits perçus sont justes et raisonnables en tous temps en surveillant les opérations des pipelines. À cette fin, le personnel de l'Office assure une surveillance régulière des résultats financiers des sociétés réglementées et vérifie les livres comptables et les registres de celles-ci.

À l'heure actuelle, 52 pipelines relèvent de la compétence de l'Office : 28 sont des gazoducs et 24 servent au transport ou au stockage de pétrole et de produits pétroliers.

Aux fins de la réglementation financière, les pipelines sont divisés en deux groupes : le groupe 1 compte les dix principales sociétés pipelinières et le groupe 2 est composé des autres petites sociétés. Cette répartition des sociétés pipelinières, instaurée par l'Office en 1985, visait à modifier le fardeau de la réglementation financière imposé aux sociétés en fonction de l'intérêt public à l'égard des opérations de celles-ci. Bien que l'Office puisse prendre l'initiative

Figure 23
Oléoducs de groupe 1
Base des taux et besoins en revenus

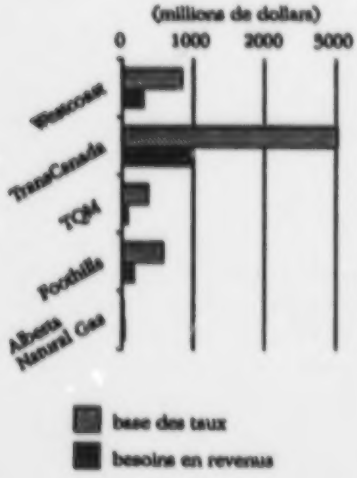


Structure du capital de la base des taux

Composantes des besoins en revenus

Source: Réglementation financière, annexe 1

Figure 24
Gazoducs de groupe 1
Base des taux et besoins en revenus



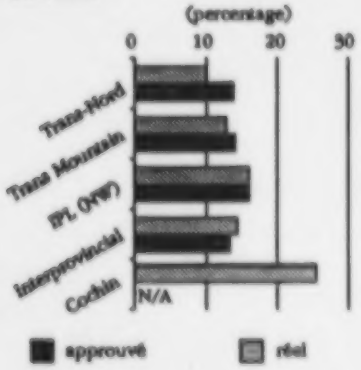
Structure du capital de la base des taux

Composantes des besoins en revenus

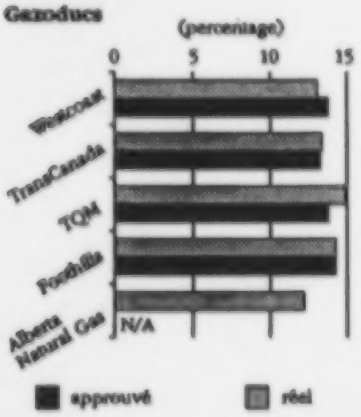
Source: Réglementation financière, annexe 2

Figure 25
Sociétés du group 1
Taux de rendement des capitaux propres

Oléoducs



Gazoducs



1990 Actions ordinaires

Oleoduc	Ratio	% Rendement
Cochin	N/A	25.50
Interprovincial	40	14.57
IPL (NW)	51	16.00
Trans Mountain	50	12.80
Trans-Nord	55	9.97
Gas Pipelines		
Alberta Natural Gas	35	12.17
Foothills	51	14.25
TQM	25	14.87
TransCanada	50	13.35
Westcoast	35	13.07

Source: Réglementation financière annexes

d'examiner les droits de toute société relevant de sa compétence, il examine normalement ceux des sociétés du groupe 2 seulement s'il reçoit une plainte. Habituellement, la surveillance des sociétés du groupe 2 consiste principalement à examiner les résultats financiers annuels.

Pour ce qui est des sociétés du groupe 1, elles font l'objet d'une surveillance constante au moyen de rapports de surveillance trimestriels qu'elles doivent déposer et de la vérification périodique de leurs activités. Ces sociétés doivent recevoir l'autorisation de l'Office pour majorer leurs droits, ou pour modifier leur tarif avant de percevoir des droits majorés. Les demandes de rajustement des droits peuvent être examinées dans le cadre d'une audience publique orale si l'intérêt public l'exige, ce qui permet aux parties intéressées de témoigner devant l'Office. Sinon, les modifications sont examinées par voie de mémoires.

Cependant, trois sociétés pipelinières du groupe 1 - **Alberta Natural Gas Company Ltd, Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd** et **Cochin Pipe Lines Ltd** - ont obtenu, en 1987, que leurs droits et tarifs soient réglementés en fonction des plaintes seulement, afin de réduire le fardeau de leur réglementation.

Rajustement des droits des sociétés du groupe 1

En 1990, l'Office a tenu des audiences publiques pour examiner les droits et tarifs de **TransCanada PipeLines Limited, Westcoast Energy Inc.** et **Gazoduc Trans-Québec et Maritimes Inc.** ainsi que la section portant sur la conception des droits des demandes visant les installations déposées par **TransCanada PipeLines Limited** et **Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.** Ces audiences sont toutes décrites à la rubrique *Audiences, enquêtes et examens* qui débute à la page 40.

En 1990, l'Office a procédé à plusieurs rajustements de droits sans tenir d'audiences publiques, certains après des procédures entamées en 1989. En outre, certaines instances ayant débuté à la fin de 1990 ne seront pas achevées avant le début de la nouvelle année.

Le 3 août 1989, l'Office a ordonné à **Alberta Natural Gas Company Ltd** de réviser ses contrats de transport de gaz avec ses expéditeurs afin notamment de supprimer les dispositions discriminatoires du tarif et d'établir des clauses d'accès précises dans un tarif uniforme publié. Tenant compte des commentaires de l'industrie, l'Office a également ordonné à cette société de revoir ses contrats de transport de gaz après avoir consulté ses expéditeurs et de soumettre un tarif uniforme à l'approbation de l'Office en 1990. La société a déposé son tarif le 11 avril et l'a révisé le 30 mai. Le 13 septembre, elle a demandé à l'Office de tenir compte, dans le cadre de son examen du tarif, des opinions de 18 expéditeurs éventuels sur l'expansion prévue du réseau de la société. L'Office a alors fixé

les dates limites de dépôt des commentaires des parties intéressées sur le tarif proposé.

En décembre 1989, après avoir étudié les rapports de surveillance des activités de la société de l'année, l'Office a ordonné à **Alberta Natural Gas** de modifier son calcul du coût de service mensuel aux fins de l'établissement du tarif et de la facturation. En mars 1990, la société ayant sollicité la révision de la décision de l'Office en vertu de l'article 21 de la Loi, l'Office a rendu publique sa décision sur cette question en maintenant sa directive de décembre 1989. À la même occasion, il a sollicité les commentaires des parties intéressées sur une proposition visant à parfaire le traitement de la dette à court terme et de la dette à long terme dans le calcul du coût de service de la société. En août, septembre et octobre, l'Office a reçu les commentaires des parties intéressées et de la société. Ces commentaires sont à l'étude.

Le 30 octobre 1989, **Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.** a sollicité un rajustement de ses droits pour 1990 en fonction des augmentations anticipées de son coût de service. En décembre 1989, l'Office a rendu une ordonnance provisoire, entrant en vigueur le 1er janvier 1990, autorisant **Trans Mountain** à percevoir les droits approuvés jusqu'à ce que l'Office rende sa décision finale sur la demande, laquelle était traitée par voie de mémoires. Au cours des mois suivants, la société a déposé des révisions à sa demande originale, témoignant des modifications mineures de sa prévision de débit et des rajustements connexes de ses besoins en revenus, notamment au titre des coûts du combustible et de l'électricité. Le 21 avril, l'Office a rendu l'ordonnance TO-2-90 approuvant un coût de service de 79 319 000 $ et une prévision de débit de 27 690 mètres cubes par jour. Les droits approuvés étaient en moyenne d'environ 30 % supérieurs aux droits approuvés pour 1989. Cette hausse était attribuable à une augmentation approuvée de 52,5 % de la base des taux qui s'explique, quant à elle, en grande partie par l'inclusion d'une partie importante du projet d'expansion du réseau évalué à 57 millions de dollars qui avait été reportée en 1989.

Le 30 octobre 1989, **Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.**, a sollicité une majoration d'environ 15 % de ses droits applicables au transport du pétrole et des produits pétroliers, qui seraient exigibles à compter du 1er janvier 1990. L'Office a ordonné que les droits en vigueur soient perçus à titre provisoire à compter du 1er janvier 1990. Le 8 mars 1990, l'Office a décidé que les droits proposés dans la demande devaient être modifiés et il a ordonné à la société de calculer à nouveau ses droits en recourant à la méthode approuvée par l'Office dans les Motifs de décision RHW-1-89 datés de novembre 1989. Le 30 mars, l'Office a approuvé les droits et le tarif révisés et rendu l'ordonnance TO-1-90. Compte tenu par ailleurs du temps écoulé depuis l'examen des droits de la société à la faveur d'une audience publique ainsi que du nombre de questions encore en suspens, il a demandé à

Interprovincial de déposer une demande d'audience sur les droits de 1991 au plus tard le 31 juillet 1990. À cette date, la société a demandé à l'Office de reporter d'un an la date de dépôt. L'Office a acquiescé à cette demande, mais le 27 septembre, la société a demandé à l'Office d'approuver de nouveaux droits pour 1991, lesquels seraient supérieurs de 6 % aux droits approuvés pour toute l'année 1990. **Interprovincial** prévoyait une hausse de 4,8 % de ses besoins en revenus en raison d'une augmentation de ses frais d'exploitation, car même si elle prévoyait que le débit de son réseau augmenterait de 3 %, la diminution des volumes livrés et de la distance parcourue justifiait aussi la demande de majoration des droits. Le 28 décembre, après avoir examiné les mémoires des parties intéressées, l'Office a approuvé une hausse des droits de 7,2 % par rapport aux droits approuvés pour toute l'année 1990 ou de 3,5 % par rapport aux droits approuvés le 30 mars 1990. Les nouveaux droits devaient entrer en vigueur le 1er janvier 1991.

Pipelines Trans-Nord Inc. a déposé une demande visant l'approbation de nouveaux droits applicables au transport de produits pétroliers raffinés, qui seraient exigibles à compter du 1er juillet 1990. Ces nouveaux droits seraient d'environ 10,6 % supérieurs aux droits moyens de transport garanti en vigueur. La société sollicitait une hausse de 7,9 % de ses besoins en revenus, et, même si les livraisons totales prévues étaient à peu près inchangées, la société prévoyait une diminution de la distance moyenne parcourue. La société demandait également que ses droits actuels soient perçus à titre provisoire jusqu'à ce que l'Office statue sur sa demande de majoration des droits. L'Office a approuvé la perception de droits provisoires à compter du 15 juillet 1990 et, le 22 novembre 1990, il a approuvé une hausse de 9,8 % des droits à compter du 1er décembre 1990. La société a également été autorisée à percevoir la différence entre les droits définitifs et les droits provisoires du 15 juillet au 30 novembre 1990.

Le 15 octobre 1990, **Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.** a sollicité une augmentation moyenne de 6 % des droits applicables au service de transport à compter du 1er janvier 1991. L'augmentation demandée reflétait une hausse de 7,4 % du coût du service, compensée par une augmentation prévue des niveaux de débit en 1991. Le 28 décembre, l'Office a approuvé une hausse moyenne des droits de 6,4 %.

Modalités de rajustement des droits

Le 29 janvier 1990, l'Office a sollicité les commentaires des parties intéressées sur les modalités de rajustement des droits applicables à **Interprovincial, Trans Mountain** et **Trans-Nord** énoncées dans les ordonnances TO-4-85, TO-5-85 et TO-6-85 respectivement. L'Office a entrepris l'examen de la pertinence actuelle des modalités de rajustement des droits appliquées dans le cadre du traitement des demandes visant les droits parce que d'après les faits récents, ces

modalités posaient des problèmes, par exemple incertitude entourant les diverses échéances et parce que l'Office a reçu plusieurs demandes de report des délais indiqués dans les ordonnances visant les droits. Le 23 août, l'Office a publié des modalités provisoires en attendant la fin de l'examen en cours.

Groupes de travail

Dans sa décision sur l'audience tenue en vertu de l'ordonnance d'audience RH-2-87 relative aux droits de **Westcoast Energy Inc.**, l'Office a ordonné à **Westcoast** de mener une étude conjointe avec l'industrie sur la conception de ses droits de collecte et de traitement. À la fin de l'étude, **Westcoast** a constitué des groupes de travail chargés de régler les questions liées à l'exploitation, aux droits et au tarif qui se prêtaient mieux à un examen hors du cadre d'une audience publique. Ces groupes de travail ont réglé des questions rapidement et ont permis de réduire le nombre de questions normalement examinées à une audience publique. Ces résultats fructueux ont incité **TransCanada PipeLines Limited** à suivre l'exemple de **Westcoast** et, récemment, **TransCanada** a mis sur pied un groupe de travail de l'industrie pour examiner certaines questions avant sa prochaine audience sur les droits. **TransCanada** cherchait ainsi à conclure des ententes négociées sur ces questions. Lorsqu'elle a déposé sa demande visant les droits provisoires exigibles à compter du 1er janvier 1991, elle a informé l'Office que tous les membres du groupe de travail avalisaient sa demande. On prévoit que cette initiative se poursuivra et entraînera des économies de ressources considérables pour toutes les parties intéressées.

Vérifications réglementaires

Depuis sa création, l'Office effectue des vérifications réglementaires pour surveiller et vérifier les activités financières des sociétés réglementées. L'article 129 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* oblige clairement les sociétés relevant de sa compétence à mettre leurs dossiers à la disposition de ses représentants, pour qu'ils puissent être inspectés. En octobre 1989, l'Office a adopté une politique de vérification de la réglementation financière comprenant un ensemble uniforme et cohérent de buts, d'objectifs et de lignes directrices s'appliquant aux sociétés relevant de sa compétence. Il convient de souligner à ce sujet que l'Office a ainsi pris l'engagement de ne rendre public aucun document délicat, mais de demander à la société visée de le faire si cela devient nécessaire, ce qui a pour effet de donner à celle-ci la possibilité de présenter ses objections éventuelles à l'Office. En 1990, cinq sociétés du groupe 1 ont fait l'objet de vérifications par le personnel de l'Office. Des copies des rapports de surveillance, dont certains sont accompagnés des recommandations des vérificateurs, sont fournies sur demande.

Renseignements financiers

On trouve aux annexes 1 et 2 de la Réglementation financière, les données financières relatives aux sociétés du groupe 1. C'est à partir de ces tableaux qu'ont été compilées les données, présentées aux figures 23 et 24, sur les bases des taux et les besoins en revenus des oléoducs et des gazoducs, respectivement. La figure 25 constitue une comparaison des taux de rendement réels et approuvés par l'Office des capitaux propres de chacune des sociétés.

Contentieux

Midland Cogeneration Venture Limited Partnership

Le 31 juillet 1989, **Midland Cogeneration Venture Limited Partnership** a sollicité de la Cour fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en juin 1989 et autorisant cinq sociétés canadiennes à exporter du gaz naturel à **Midland** et à **Consumers Power Company** à la condition que les quantités exportées à **Midland** ne soient pas supérieures à celles destinées à **Consumers**, année après année.

Après avoir obtenu l'autorisation d'interjeter appel, en septembre 1989, **Midland** a déposé un avis d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale, le 17 novembre 1989. Dans une lettre du 29 novembre adressée à la Cour, l'avocat de **Midland** déclarait que la société procédait à l'examen des délais lui étant impartis pour poursuivre son action, et il demandait à la Cour de reporter la constitution du dossier d'appel jusqu'à ce que **Midland** ait mis la dernière main à ses plans et en ait informé la Cour.

Dans des poursuites connexes, les cinq détenteurs de licences ont demandé à l'Office, en vertu du paragraphe 21(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, que leurs licences soient modifiées de façon à changer les conditions reliant les ventes de **Midland** à celles de **Consumers**.

Les demandeurs ont fait valoir que les conditions rattachées aux licences créeraient beaucoup de problèmes opérationnels, financiers et réglementaires à **Midland**. Convaincu du bien-fondé de ces arguments, l'Office a décidé, le 22 janvier 1990, de recommander au gouverneur en conseil que les licences soient modifiées pour accroître la marge de manoeuvre des exportateurs.

Le 11 mai 1990, **Midland** a déposé un avis désistement auprès de la Cour.

Western Gas Marketing Limited, agent de TransCanada PipeLines Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Niagara Mohawk Power Corporation et Shell Canada Limitée

Le 20 novembre 1989, l'Office a rendu publique sa décision suite à l'audience GH-1-89, les motifs devant suivre, en rejetant, entre autres, certaines demandes de licences d'exportation.

Le 20 décembre 1989, **Western Gas Marketing Limited** a déposé auprès de la Cour d'appel fédérale un avis de motion visant une prorogation du délai prévu pour interjeter appel. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* stipule que les demandes d'autorisation d'interjeter appel doivent être déposées auprès de la Cour dans le mois suivant la décision contestée ou dans le délai fixé par un tribunal ou un juge en raison circonstances spéciales. En l'occurrence, **Western Gas Marketing** n'avait pas eu la possibilité, dans le délai d'un mois prévu, d'examiner les Motifs de décision de l'Office. La Cour a accepté la requête de **Western Gas Marketing** et décrété que celle-ci pouvait interjeter appel dans les 15 jours suivant la réception des Motifs de décision de l'Office.

Le 19 décembre 1989, **Indeck Gas Supply Corporation** a déposé aussi une demande de prorogation de délai ainsi qu'une demande d'autorisation d'interjeter appel. Le même jour, **Shell Canada Limitée** a déposé une requête semblable. Le 20 décembre, **Niagara Mohawk Power Corporation** a saisi la Cour d'une demande d'autorisation d'interjeter appel à la décision de l'Office.

Toutes ces interventions portaient essentiellement sur la justesse de la procédure utilisée par l'Office pour mener son analyse avantages-coûts dans le cadre de l'évaluation des demandes d'exportation visées ainsi que sur la question à savoir si le recours à l'analyse avantages-coûts pour restreindre les exportations va à l'encontre de l'Accord de libre-échange.

Le 18 décembre 1989, l'Office a décidé de son propre chef de revoir le rôle que devrait jouer l'analyse avantages-coûts dans la méthode axée sur les conditions du marché qu'il utilise pour l'examen des demandes de licences d'exportation de gaz naturel. Cette décision faisait écho aux préoccupations soulevées par les parties intéressées lors d'un atelier organisé par le personnel de l'Office pour discuter de ce genre d'analyse. (Voir la rubrique *Examen de questions touchant la méthode axée sur les conditions du marché* à la page 30).

Après avoir étudié les mémoires présentés, l'Office a décidé de ne plus utiliser l'analyse avantages-coûts pour l'examen des demandes de licences d'exportation. Comme les quatre demandes de licences avaient été rejetées en partie à la lumière de l'analyse avantages-coûts effectuée, l'Office a tenu une audience publique (GH-1-90) en mars 1990 pour examiner les demandes rejetées. (voir *Révision de demandes d'exportations antérieurement rejetées* à la page 31).

Les licences d'exportation relatives aux quatre propositions d'exportation précitées ont maintenant été délivrées par l'Office et approuvées par le gouverneur en conseil.

Les requérants ont déposé des avis de désistement.

Association des consommateurs industriels de gaz

Le 21 décembre 1989, l'**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)** a demandé à la Cour fédérale (section de première instance) de rendre des ordonnances

a) annulant la décision prise lors de la conférence préparatoire à l'instance GH-5-89 de ne pas inclure d'autres méthodes de conception des droits dans la liste des questions devant être examinées à l'instance;

b) demandant à l'Office d'ajouter cette question à la liste des questions;

c) interdisant à l'Office d'entamer l'audience GH-5-89 tant que cette question n'aurait pas été incluse.

La Cour fédérale a examiné cette demande le 6 et le 7 février et, dans sa décision du 12 février, elle a donné gain de cause à l'**ACIG**. L'Office a donc modifié l'ordre du jour de l'audience GH-5-89 pour y inclure la question du traitement tarifaire approprié des coûts des installations proposées.

Le 28 mai, l'**ACIG** s'est adressée à nouveau à la Cour fédérale parce que, selon elle, l'Office avait interprété trop étroitement la décision de la Cour du 12 février et elle demanda à la Cour d'ordonner à l'Office d'examiner la méthodologie de conception des droits non seulement dans le cas des installations proposées mais aussi dans celui des installations déjà certifiées. La Cour a instruit la demande le 15 et 16 août et elle l'a rejetée dans sa décision du 17 août.

Hydro-Québec, le Procureur général du Québec et le Grand conseil des Cris (du Québec) - EH-3-89

Le 26 octobre, **Hydro-Québec** et le **Grand conseil des Cris (du Québec)** ont demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en août de délivrer à **Hydro-Québec** des licences d'exportation d'électricité garantie à **Vermont Joint Owners** et à **New York Power Authority**.

Hydro-Québec a fait valoir que l'Office a outrepassé ses pouvoirs en assortissant la licence d'une modalité l'obligeant à soumettre les installations de

production futures destinées à alimenter l'exportation au processus applicable fédérale d'évaluation et d'examen en matière d'environnement et aussi en exigeant que les installations thermiques devant alimenter l'exportation soient soumises aux normes et lignes directrices fédérales. Selon **Hydro-Québec**, ses centrales sont des réseaux locaux relevant de la compétence exclusive de la province de Québec et, par conséquent, elles sont exemptées des normes environnementals fédérale. La société a également soutenu que la réglementation fédérale des installations projetées s'ajouterait inutilement aux processus d'examen et aux normes de la province.

Selon le **Grand conseil**, l'Office a erré en appliquant le projet de loi C-23 aux demandes déposées auprès de l'Office par **Hydro-Québec** avant l'entrée en vigueur du projet de loi, le 1er juin 1990. Le **Grand conseil** est d'avis que l'Office aurait dû appliquer l'alinéa 118 b) de la Loi, tel qu'il était avant l'entrée en vigueur du projet de loi C-23, aux demandes d'**Hydro-Québec** et aurait dû déterminer que le prix à l'exportation serait juste et raisonnable dans l'intérêt public, ce qu'il ne pouvait faire d'après la preuve insuffisante produite par **Hydro-Québec**.

Le 31 octobre, l'Office a reçu une copie de la demande d'autorisation d'interjeter appel du **Procureur général du Québec**. Outre les allégations d'**Hydro-Québec**, le **Procureur général** a fait valoir que le *Décret sur les lignes directrices visant le Processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* ne s'applique pas à la couronne aux droits d'une province et que les dispositions de l'alinéa 119.06(2) b) de la Loi ordonnant à l'Office de prendre en considération les incidences environnementales des exportations d'électricité sont anticonstitutionnelles.

Le 28 novembre, la Cour d'appel fédérale a accepté les demandes d'autorisation d'interjeter appel déposées par les trois appelants.

Le **Procureur général**, **Hydro-Québec** et le **Grand conseil des Cris** ont déposé leurs avis d'appel les 7 et 18 et 18 décembre 1990 respectivement.

LOI ET RÈGLEMENTS

La section ci-après décrit les changements apportés en 1990 à la Loi, aux règlements et aux règles qui régissent les activités de l'Office national de l'énergie. Des renseignements plus détaillés à ce sujet se trouvent dans les numéros trimestriels de l'*État des projets de réglementation*.

Loi sur l'Office national de l'énergie

Le projet de loi C-23, *Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et abrogeant certaines lois en conséquence*, a été approuvé par le Sénat et a reçu la sanction royale le 29 mars; la Loi a été promulguée le 24 mai 1990. Le gouverneur en conseil a rendu une ordonnance prévoyant son entrée en vigueur le 1er juin 1990.

Le projet de loi C-23 a un double but. Il vise premièrement à mettre en vigueur la politique du gouvernement concernant la réglementation du commerce de l'électricité, annoncée en septembre 1988. Il a deuxièmement pour objet d'apporter quelques changements à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour permettre à l'Office de recouvrer ses coûts opérationnels auprès de l'industrie qu'il réglemente.

Le principe fondamental de la politique gouvernementale en matière de réglementation du commerce de l'électricité, principe qui sous-tend les modifications proposées dans le projet de loi C-23, est qu'il ne devrait pas y avoir de dédoublement indu des réglementations fédérale et provinciale.

Les sociétés qui veulent exporter de l'électricité ou construire une ligne internationale de transport d'électricité continueront de soumettre leurs projets à l'Office. Dès la réception d'une demande, l'Office s'assurera qu'avis de celle-ci est publié dans la *Gazette du Canada*, et dans toute autre publication qu'il jugera appropriée.

L'Office procédera ensuite à un examen préliminaire de la demande. Pour décider s'il est nécessaire de compléter les mesures prises par le demandeur et par les provinces intéressées, l'Office devra tenir compte de tous les facteurs qui lui semblent pertinents, notamment

- des conséquences qu'un projet d'exportation ou de construction d'une ligne internationale d'électricité risque d'avoir sur les autres provinces,
- de toute incidence environnementale du projet, et
- s'il s'agit d'exportations, il devra se demander si les Canadiens désirant acheter de l'électricité du demandeur, pour répondre à leurs propres besoins intérieurs, ont eu la possibilité de le faire à des conditions aussi favorables que celles offertes à l'exportation.

Si l'Office estime que les études et les mesures d'atténuation prises par le demandeur et par les provinces intéressées répondent adéquatement aux préoccupations pertinentes, le demandeur recevra son autorisation, sous la forme d'un permis. En revanche, si l'Office a des raisons de croire que le projet risque de ne pas être conforme à l'intérêt public, il recommandera au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources la tenue d'une audience publique. L'avis de l'Office sera rendu public.

Si le gouverneur en conseil, sur l'avis du Ministre, accepte la recommandation de l'Office, ce dernier tiendra une audience publique. Il pourra alors soit refuser la demande, soit délivrer une licence, dans le cas d'un projet d'exportation, ou un certificat, dans le cas d'une ligne d'électricité, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil.

Le projet de loi C-23 propose également de modifier la façon dont est établi le tracé détaillé des lignes internationales d'électricité. Dans tous les cas, l'Office continuera d'autoriser le corridor général qu'empruntera la ligne, mais l'emplacement précis de celle-ci à l'intérieur du corridor sera établi selon la procédure de réglementation provinciale, et toute expropriation éventuellement nécessaire sera effectuée dans le cadre des lois provinciales. Toutefois, tout demandeur peut exiger que l'emplacement précis et la construction d'une ligne d'électricité internationale soient régis par la loi fédérale.

La procédure de réglementation des lignes interprovinciales d'électricité n'a pas été modifiée par le projet de loi. Dans l'ensemble, ces lignes seront réglementées par les provinces qu'elles traversent. Toutefois, le gouverneur en conseil pourra exiger, par voie d'ordonnance, que le promoteur d'une ligne d'électricité interprovinciale obtienne un certificat de l'Office. Dans ce cas, l'emplacement détaillé et la construction de la ligne seront régis par la loi fédérale.

Finalement, la durée maximale des autorisations d'exportation d'électricité, actuellement limitée à 25 ans, sera portée à 30 ans.

Les autres modifications qui ne portent pas spécifiquement sur l'électricité constituent des mesures de rationalisation de la Loi actuelle, qui permettent par exemple de redéfinir certaines expressions pour faciliter l'application de la Loi ou pour préciser certains des pouvoirs de l'Office dans des domaines comme les enquêtes relatives aux accidents, les pratiques comptables et les réparations des pipelines. Il existe cependant des modifications plus importantes, qui visent la diminution du nombre de membres permanents de l'Office, de 11 à un maximum de 9, l'abrogation des trois postes de vice-présidents associés, et l'adoption d'une formule de recouvrement des coûts de l'Office auprès de l'industrie qu'il réglemente.

Règlement sur les pipelines terrestres

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* précise les exigences concernant la protection des biens, l'environnement et la sécurité du public et des travailleurs au moment de la construction et de l'exploitation d'un pipeline terrestre, de même qu'à la cessation de son exploitation. En 1990, les modifications qu'on entendait apporter à ce règlement ont été ébauchées de façon à tenir compte du résultat des longues délibérations de l'Office et de l'industrie sur les recommandations figurant dans le rapport de l'Office de juin 1986 sur un accident survenu en 1985 sur le réseau de **Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.,** à Camrose en Alberta.

On publiera en 1991 les modifications proposées (voir ***Compagnie Pipeline Interprovincial, - Accident de Camrose, en Alberta*** **- OHW-1-89**, à la page 39).

Ces modifications à venir toucheront l'entretien et l'exploitation des oléoducs et des gazoducs terrestres qui relèvent de la compétence de l'Office. Elles porteront, par exemple, sur les améliorations à apporter aux techniques de soudage, aux systèmes de contrôle et aux programmes de formation en matière de sécurité. Elles viseront aussi les redressements à apporter à certaines parties du Règlement à la lumière de l'expérience acquise par l'Office depuis l'entrée en vigueur, en 1988, du *Règlement sur les pipelines terrestres*. En 1991, ces modifications seront soumises à un examen et à une discussion en profondeur sur la place publique.

Règlement sur les pipelines marins

Une projet de *Règlement sur les pipelines marins*, fondé sur les normes de **l'Association canadienne de normalisation**, a été rédigé en étroite collaboration avec l'industrie. Ce règlement est préparé en prévision de l'intensification de la production extracôtière et portera sur les exigences en matière de sécurité et de protection de l'environnement au moment de la construction et de l'exploitation des pipelines marins, de même que de la cessation de leur exploitation.

En décembre, l'Office a approuvé le projet de règlement après l'avoir soumis à l'examen du ministère de la Justice, puis l'a fait parvenir au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, accompagné d'une demande de prépublication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Règlement sur les usines de gaz

L'Office ébauche actuellement un règlement sur les usines de gaz afin d'assurer la sécurité dans la conception, la construction et l'exploitation des usines de gaz

relevant de sa compétence. Ce règlement sera intégré au *Règlement sur les pipelines terrestres*. L'Office compte le publier au milieu de 1991 afin de recueillir les commentaires.

Règles de pratique et de procédure

Le 7 mai 1987, l'Office a publié l'ébauche révisée de ses *Règles de pratique et de procédure* en donnant à toutes les parties l'instruction de les utiliser dès cette date. En 1990, l'Office a poursuivi leur examen à la lumière des modifications apportées à la Loi par le projet de loi C-23, des modifications apportées à la réglementation des exportations, du processus d'examen des évaluations environnementales et des observations formulées par le ministère de la Justice après son examen préliminaire de l'ébauche de 1987.

L'ébauche révisée devra faire l'objet d'un nouvel examen par le ministère de la Justice et être publiée dans la *Gazette du Canada* avant que ne soit constituée la version définitive.

Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'électricité

En 1988, sur l'avis du ministère de la Justice, l'Office a scindé en deux règlements distincts son projet de *Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'électricité* :

1. *Règlement concernant les croisements, la construction et l'abandon de lignes internationales de transport d'électricité*

   Ce règlement porte sur les croisements faits par des lignes internationales de transport d'électricité, ainsi que sur la responsabilité de chaque société de tenir des dossiers, d'abandonner des croisements et de déclarer les accidents.

2. *Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'électricité*

Ce règlement porte sur les croisements de lignes internationales de transport d'électricité et établit les conditions à satisfaire pour ne pas avoir à demander l'autorisation de l'Office pour faire de tels croisements.

Depuis l'entrée en vigueur du projet de loi C-23 en juin, les projets des règlements ont été approuvés par l'Office, sous réserve de leur examen plus à fond par le ministère de la Justice et de leur publication dans la *Gazette du Canada*.

Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)

En 1990, l'Office a poursuivi son examen du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)* de façon à tenir compte des changements récents apportés à la réglementation des exportations et des modifications recommandées par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation, visant notamment à éliminer les dispositions relatives aux rapports exigés sur les exportations et les importations, qui relèvent désormais du projet de *Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations* (voir ci-après).

Le 25 janvier 1990, l'Office a approuvé les modifications apportées au paragraphe 8(1) du Règlement afin de revoir les circonstances dans lesquelles l'Office peut, par ordonnance, autoriser l'importation et l'exportation de gaz naturel. Les modifications ont été approuvées par le gouverneur en conseil et publiées dans la *Gazette du Canada* et son actuellement en vigueur.

Le 10 août, l'Office a publié une ébauche des modifications proposées au *Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)*, autres que celles visant le paragraphe 8(1), afin de recueillir des commentaires, et il a tenu des séances d'information à Ottawa et Toronto (Ontario), de même qu'à Calgary (Alberta), afin d'aider les parties à bien comprendre les changements projetés. Les modifications doivent obtenir l'approbation du gouverneur en conseil avant d'être mises en vigueur.

Règlement pour la mise en application de la Politique canadienne de l'électricité

Depuis l'adoption du projet de loi C-23, un règlement visant l'application de la nouvelle *Politique canadienne de l'électricité* a été ébauché.

Le projet de règlement expose, entre autres, les renseignements exigés à l'appui des demandes relatives à des exportations d'électricité et à des lignes internationales de transport d'électricité, les modalités des permis relatifs aux exportations et aux installations et les facteurs dont l'Office peut tenir compte pour recommander la tenue d'une audience publique à l'égard d'une demande visant des exportations ou des installations. Ce règlement remplacera certaines dispositions du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)* et l'une des annexes des *Règles de pratique et de procédure*. Conformément à la politique énergétique du gouvernement axée sur les conditions du marché, ce règlement entraînera une rationalisation des activités de l'Office et une diminution de ses activités de réglementation.

En juin, l'Office a fait parvenir aux parties intéressées des directives les informant des changements qui étaient immédiatement apportés aux modalités de l'Office applicables aux demandes relatives à des exportations et à des lignes

internationales de transport d'électricité en attendant l'approbation du nouveau règlement par le gouverneur en conseil.

Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations

En vertu de ce projet de règlement présenté sous le régime du paragraphe 129(1) de la Loi, les exportateurs de pétrole, de gaz naturel ou d'électricité, ou les importateurs de gaz naturel aux termes d'une licence ou d'une ordonnance de l'Office devront fournir des renseignements à ce dernier. Ces renseignements sont semblables à ceux actuellement exigés aux termes du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)*. Toutefois, suite à la recommandation du Comité mixte permanent d'examen de la réglementation, l'Office a décidé d'abroger les exigences de rapport du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)* et de prendre un nouveau règlement.

Le projet de règlement, qu'on a publié en même temps que les modifications projetées au *Règlement sur l'Office national de énergie (partie VI)*, afin d'obtenir des commentaires, devra être approuvé par le gouverneur en conseil avant d'être mis en vigueur.

Règlement sur le recouvrement des coûts

Conformément à la politique de recouvrement des coûts annoncée par le gouvernement dans le budget de mai 1985, l'Office a réalisé une étude de faisabilité sur le recouvrement des coûts de la réglementation auprès des sociétés relevant de sa compétence. L'étude a reçu l'approbation de principe du Conseil du Trésor en novembre 1988. L'Office a consulté l'industrie en 1989 et 1990. En septembre 1990, le Conseil du Trésor a approuvé son projet de mise en oeuvre de la politique.

À compter du début de 1991, les frais de fonctionnement de l'Office seront recouvrés intégralement auprès des sociétés réglementées plutôt que d'être acquittés au moyen des revenus généraux de l'État.

Les coûts seront recouvrés selon une formule globale basée sur les produits. Les coûts seront répartis en fonctions des produits (pétrole, gaz, électricité) d'après les données du système de comptabilisation du temps de l'Office. Les coûts relatifs au pétrole et au gaz seront recouvrés auprès des sociétés d'oléoducs et de gazoducs en fonction des livraisons. Ceux attribuables à l'électricité seront recouvrés en fonction des ventes d'électricité à l'exportation. Les sociétés pipelinières et services d'électricité recevront des factures trimestrielles représentant le quart du total annuel, la première devant être envoyée le 31 mars 1991.

Ce règlement fait suite aux modifications apportées à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vertu du projet de loi C-23.

Années-personnes allouées : 336
Budget : 25,6 millions de dollars

Membres de l'Office national de l'énergie

Voici la liste des membres de l'Office au 31 décembre 1990 :

Roland Priddle	Président
Jean-Guy Fredette	Vice-président
R. Byron Horner, c.r.	Membre
William G. Stewart	Membre
A. Boyd Gilmour	Membre
Anita Côté-Verhaaf	Membre
Martha Musgrove	Membre
Céline Bélanger	Membre
Roy Illing	Membre
David B. Smith	Membre temporaire
Kenneth W. Vollman	Membre temporaire

Le 1er janvier 1990, Céline Bélanger et Roy Illing sont devenus membres de l'Office pour une période de sept ans.

Le 24 mars 1990, le mandat de William G. Stewart comme membre de l'Office a été reconduit pour une période de deux ans.

Personnel

Voici la description des bureaux et des directions de l'Office (on trouve en troisième de couverture la liste des cadres de l'Office).

Le **Directeur exécutif** est le cadre principal et le chef des opérations de l'Office. Ses tâches comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et la répartition des ressources humaines et financières, l'efficience et l'efficacité des activités, et la prestation de conseils sur les questions que le président juge pertinentes.

La **Direction des finances et de l'administration** coordonne et applique les politiques financières et administratives régissant le fonctionnement de l'Office. Elle fournit des conseils et des services dans les domaines du traitement des comptes, de la planification financière et de l'établissement des budgets, de même que de la gestion des biens, du matériel, des dossiers et du courrier. Elle fournit aussi des services de comptabilité à l'Administration du pipe-line du Nord.

La **Direction du personnel** fournit des conseils et des services dans les domaines de la dotation des postes, de la planification des ressources humaines, de la formation professionnelle, de l'équité en matière d'emploi, des langues officielles, de la classification, des relations de travail, de l'hygiène et de la sécurité, de la rémunération et des avantages sociaux, des conflits d'intérêts, des programmes d'aide aux employés, des primes au mérite et de la sécurité.

La **Direction de la planification et de la révision** assume la responsabilité du processus de planification opérationnelle et stratégique de l'Office, de l'examen et de l'évaluation des programmes, de la vérification interne et des pratiques de gestion.

La **Direction de la technologie informatique** assume la responsabilité des services d'informatique, du soutien aux services de traitement de texte et de traitement des données, et des services de téléphone. Ses tâches comprennent la prestation de services de consultation sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'élaboration des programmes, ainsi que la prestation d'un service consultatif sur les techniques les plus modernes de traitement et d'exploitation des données. Ses responsabilités comprennent aussi l'intégration des systèmes et services d'information et de traitement des données de l'Office.

Le **Directeur général, Réglementation de l'énergie**, est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel portant sur la réglementation des exportations d'énergie et des lignes internationales de transport d'électricité. Cela englobe la planification et la coordination de toutes les activités relatives à la réglementation des lignes internationales de transport d'électricité, des exportations de pétrole, de gaz et d'électricité au titre de la *partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que la coordination de l'analyse de toutes les questions liées à l'offre et à la demande d'énergie.

La **Direction de l'économique** est chargée de déterminer la valeur économique pour le Canada des demandes de licences d'exportation et de certificats de construction de pipelines ou de lignes internationales de transport d'électricité qui sont adressées à l'Office. Avec le concours d'autres collaborateurs de l'Office, la Direction établit les orientations générales en matière de réglementation de l'énergie et d'établissement des barèmes de droits et de tarifs des pipelines, en tenant compte des facteurs d'efficacité économique. La Direction est aussi chargée d'établir des prévisions détaillées sur la demande d'énergie au Canada, des projections macro-économiques sur la performance à long terme de l'économie canadienne, des perspectives à long terme sur les exportations canadiennes de gaz naturel et d'électricité vers le marché américain, des scénarios à long terme sur l'évolution des cours mondiaux du pétrole (ces activités visent essentiellement à étayer les rapports *L'énergie au Canada : Offre et demande* et *Évaluation du marché du gaz naturel* préparés par l'Office), des exigences concernant les activités de surveillance des marchés et des évaluations des demandes visant des licences d'exportation et des

projets d'aménagement d'installations. La Direction fournit également des conseils sur l'état de la concurrence sur les marchés de l'énergie, dans la mesure où l'exige le mandat de l'Office en matière de réglementation.

La Direction des approvisionnements énergétiques est chargée de conseiller l'Office, essentiellement, sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel. La Direction établit des prévisions à court et à long termes sur l'offre de ces produits énergétiques et elle s'inspire pour ce faire de ses propres études et consultations auprès de l'industrie et d'autres groupes. Par ailleurs, elle prépare des estimations des réserves établies de pétrole et de gaz naturel du Canada, elle effectue des analyses du potentiel ultime des ressources et des taux d'ajout aux réserves, elle évalue les coûts de l'offre et les paramètres économiques des projets d'exploitation des ressources, elle surveille l'évolution de l'industrie de l'énergie, notamment au chapitre de la production, et elle mène des enquêtes sur les nouvelles sources éventuelles d'approvisionnement énergétique. La Direction s'acquitte de ces tâches dans les bureaux de l'Office à Calgary et à Ottawa afin de contribuer aux activités réglementaires et consultatives de l'Office.

La Direction de l'électricité offre des conseils sur des questions ayant trait à la délivrance de licences d'exportation d'électricité et de certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité, et à la surveillance réglementaire. Elle prépare des prévisions sur l'offre et la demande d'électricité afin de contribuer à l'examen des demandes concernant l'électricité, entre autres, et d'étayer le rapport de l'Office intitulé *L'énergie au Canada : Offre et demande*. Elle analyse le marché nord-américain de l'électricité et elle donne des conseils sur les questions de production, de transport, de vente et d'échange d'électricité relevant de la compétence fédérale.

La Direction du gaz et du pétrole fournit à l'Office des conseils sur des questions touchant le pétrole et le gaz naturel, notamment sur l'évaluation des marchés et sur les transactions commerciales, ainsi que sur le transport, le traitement et la distribution de ces produits. La Direction est aussi chargée de réglementer et de surveiller les exportations et les importations, et de traiter les dossiers relatifs au transport et aux pratiques discriminatoires en matière de services liés à l'exploitation des gazoducs et des oléoducs. Elle réunit et diffuse des données sur les exportations et les importations, notamment sur les volumes et les prix, et elle prépare et fournit des données sur la consommation et le transport de pétrole brut, de produits pétroliers, de produits gaziers et de gaz naturel, en formulant des estimations de la demande intérieure et de la demande extérieure à court terme et du débit des pipelines.

Le Directeur général, Réglementation des pipelines, est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel concernant la réglementation des canalisations de gaz, de pétrole et de produits pétroliers. Cela englobe la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions d'ordre environnemental

précisées à la *Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que les questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs au titre de la Partie IV de la même loi.

Le rôle de la **Direction de l'environnement** est de maintenir la base de connaissances et d'information nécessaire afin que les incidences environnementales des décisions de réglementation de l'Office puissent être évaluées et que leurs conséquences soient abordées selon les principes de sauvegarde de l'environnement. À cette fin, la Direction dispose de représentants d'une variété de disciplines, y compris écologie, géologie, pédologie, planification de l'utilisation des terres et géographie.

La **Direction du génie pipelinier** fournit des conseils sur des questions liées aux ordonnances relatives aux pipelines, qui sont rendues au titre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, de façon à contribuer à la réglementation de la sécurité des installations pipelinières relevant de l'Office. La Direction est la principale source de conseils sur les questions techniques portant sur la conception, la construction et l'exploitation des pipelines et coordonne l'examen des demandes déposées par les sociétés pipelinières en vue de la construction d'installations. Elle assure également l'application de certaines parties du *Code canadien du travail* portant sur la sécurité des employés des sociétés pipelinières.

La **Direction de la réglementation financière** assume la responsabilité première en matière de droits et de tarifs, de conseils sur la réglementation financière et de coûts de transport, en vertu de parties spécifiques de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. À ce titre, sa principale fonction consiste à fournir à l'Office et aux comités d'audience des renseignements financiers spécialisés sur toutes les demandes visant les droits. La Direction est aussi chargée de vérifier les comptes des sociétés pipelinières relevant de l'Office et de surveiller régulièrement le rendement financier des pipelines pour s'assurer que les droits sont justes et raisonnables.

La **Direction du contentieux** est chargée de fournir à l'Office des avis juridiques sur toutes les questions relevant des pouvoirs et responsabilités de celui-ci; elle joue également le rôle de conseiller juridique de l'Office durant les audiences publiques, et elle le représente devant la Cour d'appel fédérale et la Cour suprême du Canada.

Le **Bureau de la Secrétaire**, l'intermédiaire officiel auprès des tiers, reçoit toutes les demandes et les mémoires, en coordonne l'étude par l'Office et met les demandeurs et autres tiers au courant du résultat. Il organise les audiences de l'Office conseille et prend toutes les dispositions administratives nécessaires à la tenue des audiences publiques. Il assure également la gestion de la bibliothèque de l'Office, les services de relations avec le public et les médias et la diffusion de toutes les publications de l'Office. Il veille à l'application de la *Loi sur l'accès à l'information* et la *Loi sur la protection des renseignements personnels* et coordonne les services de traduction de l'Office, fournis par le Secrétariat d'État.

FONCTIONS ET ATTRIBUTIONS

Attributions conférées par la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux grandes responsabilités aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* :

- réglementer des aspects précis des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, dans l'intérêt public;
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur tout aspect de la situation énergétique qui relève de sa compétence et de publier des rapports destinés au gouvernement, au Parlement et au grand public.

Les fonctions de l'Office en matière de réglementation sont décrites ci-après.

Licences et ordonnances d'exportation et permis touchant l'électricité

L'Office autorise à long terme l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, normalement à la suite d'audiences publiques. En ce qui concerne l'électricité, à l'heure actuelle, l'Office délivre normalement des permis sans qu'il soit nécessaire de tenir une audience publique. Toutefois, si les circonstances l'exigent, l'Office peut recommander au gouverneur en conseil qu'un projet d'exportation soit assujetti au processus de délivrance de licences, lequel requiert la tenue d'une audience publique. Lorsqu'il autorise des exportations, l'Office doit veiller, entre autres choses, à ce que les exportations proposées répondent à l'intérêt public canadien. Il rend aussi des ordonnances visant l'exportation à court terme de pétrole et de gaz naturel, sous réserve des restrictions prévues au *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)*. L'Office autorise en outre l'importation de gaz naturel, en délivrant des licences et des ordonnances.

Réglementation du transport, des droits, des tarifs et des méthodes comptables des sociétés pipelinières

L'Office réglemente le transport, les droits et les tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral, afin de veiller à ce que les droits soient justes et raisonnables et d'empêcher toute distinction injuste en

matière de tarifs ou de service. Pour ce faire, il doit tenir compte de la structure financière des sociétés pipelinières, de leurs frais d'exploitation et de l'obligation dans laquelle elles se trouvent d'obtenir un rendement adéquat de leurs investissements afin d'attirer les capitaux nécessaires pour maintenir et accroître leurs services. L'Office effectue la vérification des comptes des sociétés pipelinières et suit de près leur rendement financier.

Certificats d'utilité publique relatifs aux pipelines et permis ou certificats visant des lignes de transport d'électricité

L'Office délivre des certificats pour la construction et l'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux servant au transport de pétrole, de gaz et de produits pétroliers. Avant de délivrer un certificat, il doit tenir une audience publique afin de déterminer si les installations projetées sont et seront utiles. Maintenant, l'Office autorise normalement la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité en délivrant des permis sans tenir d'audiences publiques. Cependant, le gouverneur en conseil peut, à la recommandation de l'Office, décréter qu'une demande relative à une ligne de transport d'électricité soit assujettie au processus de délivrance de licence, lequel requiert la tenue d'une audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont les terrains peuvent être touchés par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvés par l'Office peuvent exprimer leur point de vue au cours d'une audience publique locale. L'Office tient compte des dépositions au moment de l'étude du tracé détaillé définitif.

Dans le cas des lignes de transport d'électricité, les questions touchant le tracé détaillé sont normalement assujetties aux lois provinciales, à moins que le demandeur ne prétende que les lois fédérales s'appliquent.

Ordonnances relatives aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office peut approuver sans tenir d'audience publique les petites installations pipelinières ou les petites additions ou modifications aux réseaux existants. Cela vaut pour les pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et les installations comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs et les stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser, sans tenir d'audience publique, la construction et l'exploitation de lignes internationales d'au plus 50 kilovolts.

Sécurité pipelinière

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office national de l'énergie établit les principes de sécurité qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation de pipelines relevant de la compétence de l'Office. Pour s'assurer que les pipelines sont construits et exploités en toute sécurité, l'Office les inspecte et mène des enquêtes sur leur fonctionnement.

Croisement de pipelines et de services publics

L'Office surveille les activités de construction et d'excavation des entrepreneurs, conformément au *Règlement concernant les croisements de pipelines de l'Office national de l'énergie, Partie I* et *Partie II*, pour assurer la sécurité durant les travaux entraînant le croisement de pipelines sous réglementation fédérale.

Protection de l'environnement

L'Office étudie l'incidence environnementale des projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, de gazoducs ou de lignes internationales de transport d'électricité. Toute société qui prépare une demande destinée à l'Office est encouragée à envisager les préoccupations et problèmes environnementaux que son projet risque de soulever, et à en discuter avec des représentants de tous les ordres de gouvernement, des groupes d'intérêt public et des propriétaires fonciers touchés. En planifiant dès le départ l'étude des préoccupations environnementales éventuelles, la société peut préparer un dossier plus complet, tenant compte de toutes les solutions pertinentes et des réserves du public.

Pour protéger le mieux possible l'environnement, l'Office invite les groupes d'intérêt public, les groupes locaux de protection de l'environnement ainsi que les particuliers intéressés à intervenir durant les audiences. De même, pour encourager la participation du public, il tient souvent ses audiences dans les régions où les travaux de construction risquent d'avoir une incidence environnementale.

Après la délivrance d'un certificat ou d'une ordonnance, l'Office inspecte les chantiers de construction, puis les activités d'exploitation du réseau et les méthodes normales d'entretien et de surveillance de la société. Il peut ainsi s'assurer que la société continue de veiller à la protection de l'environnement, ainsi qu'à la santé et à la sécurité publiques.

Incidences socio-économiques

Dans le cadre de son processus d'approbation des installations, l'Office prend en considération les préoccupations socio-économiques locales et régionales,

et il veille à ce que les demandeurs prennent toutes les mesures raisonnables requises pour minimiser les effets négatifs des projets et accroître les avantages que ces derniers procurent aux groupes sociaux visés, à l'échelle locale et régionale, de même qu'à des groupes particuliers. L'Office peut notamment faire une évaluation des incidences socio-économiques avant la réalisation du projet, examiner les plans d'action socio-économiques proposés, surveiller la mise en oeuvre des plans d'action après la délivrance des certificats pour en constater les effets positifs ou négatifs, et évaluer les incidences réelles du projet.

Attributions conférées par la Loi sur l'administration de l'énergie

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, l'Office est tenu de percevoir les redevances sur les exportations de pétrole. Bien que les redevances sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers en vrac aient été ramenées à un taux nul en 1985, les activités liées au recouvrement et à la radiation de redevances non perçues se sont poursuivies en 1990.

Attributions conférées par la Loi sur le pipe-line du Nord

En ce qui a trait au segment canadien du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska, l'Office a pour principale responsabilité de réglementer les droits et tarifs, d'approuver les devis descriptifs et dispositions financières de la canalisation, de rendre des ordonnances de mise en service et de réglementer l'exploitation de la canalisation. L'Office a aussi fourni à l'Administration du pipe-line du Nord des services financiers, des services de personnel, ainsi que des conseils techniques. M. K.W. Vollman, membre de l'Office, est l'agent désigné auprès de l'Administration du pipe-line du Nord.

Attributions conférées par l'entente conclue avec Travail Canada

L'Office et Travail Canada ont signé un protocole d'entente en vertu duquel certains inspecteurs de l'Office, qui ont été nommés agents de sécurité par le ministre du Travail, ont assumé des responsabilités professionnelles relativement aux questions de santé et de sécurité au travail visées par la partie II du *Code canadien du travail*. L'entente, entrée en vigueur le 23 février 1987, s'applique à tous les pipelines relevant de la compétence de l'Office, à l'exclusion de certains secteurs comme les sièges sociaux et les bureaux régionaux des sociétés pipelinières, qui continuent de relever des inspecteurs de Travail Canada.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Ses délibérations se font à partir de renseignements fournis publiquement et mis à la disposition de tous, à sa

bibliothèque d'Ottawa et à son bureau de Calgary, à l'exception de certains renseignements confidentiels liés aux prix concurrentiels. Dans le cas des demandes et enquêtes importantes, il tient des audiences publiques auxquelles les demandeurs et autres parties intéressées ont pleinement le droit de participer, dans la langue officielle de leur choix. L'Office tient à faire en sorte que ces activités soient bien visibles. Par conséquent, il exige que les demandeurs fassent paraître des avis d'audience dans les journaux afin que tout intéressé en soient au courant à l'avance et puisse faire valoir ses préoccupations et obtenir les renseignements désirés.

L'Office diffuse, à titre de documents publics, ses motifs de décision concernant les demandes qui lui sont présentées.

De plus, l'Office publie chaque trimestre un état des *projets de réglementation* concernant les questions qui lui sont soumises, ainsi que des bulletins et des communiqués sur diverses questions liées à ses activités.

Mise en vigueur des décisions de l'Office

Quand l'Office est prêt à délivrer un certificat visant un pipeline, ou à délivrer une licence d'exportation ou d'importation de gaz naturel ou encore d'exportation à long terme de pétrole, il conseille le gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si le gouverneur en conseil approuve le certificat, l'Office le délivre. S'il s'agit d'une licence d'exportation ou d'importation à long terme délivrée par l'Office, elle entre en vigueur après avoir été approuvée par le gouverneur en conseil.

Les permis que l'Office délivre, sans tenir d'audience publique, relativement à des exportations d'électricité ou à une ligne de transport d'électricité ne sont pas assujettis à l'approbation du gouverneur en conseil. Ce dernier peut cependant, dans les quarante-cinq jours qui suivent la délivrance d'un permis par l'Office, prendre un décret ayant pour effet d'annuler ce permis et d'ordonner que l'exportation ou la ligne internationale de transport proposée soit assujettie au processus de délivrance de licences ou de certificats.

Le rejet d'une demande par l'Office n'est pas soumis au gouverneur en conseil, sauf s'il s'agit d'exportation d'énergie aux États-Unis. Dans ce dernier cas, le rejet de la demande pourrait entraîner l'application de certaines dispositions de l'Accord de libre-échange. Comme la plupart des décisions quotidiennes de l'Office, les décisions en matière de droits et de tarifs sont prises sans en référer au gouverneur en conseil.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance ou décision qu'il rend et réentendre toute demande avant de prendre une décision. L'Office peut modifier les licences ou les certificats délivrés sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une décision.

Toute décision peut être portée en appel devant la Cour d'appel fédérale, à condition que l'appel porte sur un point de droit ou une question de pouvoir de réglementation.

Dépenses adjugées

L'Office n'a pas le pouvoir d'adjuger des dépenses aux participants aux audiences, sauf dans le cas des audiences portant sur les tracés détaillés.

Dans le cas des audiences concernant des tracés détaillés, l'Office peut fixer le niveau des indemnités devant être versées aux propriétaires fonciers pour leurs frais de participation aux audiences.

MOTIFS DE DÉCISION RENDUS PUBLICS ET AUTRES RAPPORTS PUBLIÉS EN 1990

Motifs de décision

1. WESTCOAST ENERGY INC. - Demande du 5 juillet 1989 relative à de nouveaux droits, aux termes de la *Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience RH-2-89) - Janvier 1990

2. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Renseignements sur l'approvisionnement de gaz que TransCanada PipeLines Limited doit fournir à l'appui de sa demande visant les installations de 1991-1992 et de 1992-1993 - (Ordonnance d'audience GHW-3-89) - Janvier 1990

3. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 26 juillet 1989 relative aux droits, au titre de la *Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience RH-3-89) - Mars 1990

4. EXAMEN DE CERTAINS ASPECTS DE LA MÉTHODE AXÉE SUR LES CONDITIONS DU MARCHÉ conformément à l'article 21 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience GHW-4-89) - Mars 1990

5. DIRECT ENERGY MARKETING LIMITED, INDECK GAS SUPPLY CORPORATION, SHELL CANADA LIMITÉE ET WESTERN GAS MARKETING LIMITED, COMME AGENT DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Examen des demandes de licences d'exportation de gaz conformément à l'article 21 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience GH-1-90) - Juin 1990

6. ESSO RESSOURCES CANADA LIMITÉE - Demande du 27 novembre 1989 visant à modifier, changer ou varier la licence GL-82, au titre de la Partie I de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et CANSTATES GAS MARKETING et TRANSCO ENERGY MARKETING COMPANY, FSC RESOURCES LIMITED, RAMARRO RESOURCES INC., VECTOR ENERGY INC., WESTERN GAS MARKETING LIMITED - Demandes d'exportation de gaz naturel au titre de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience GH-6-89) - Juillet 1990

7. NORTH CANADIAN OILS LIMITED - Demande du 24 novembre 1989 relative à des licences d'exportation de gaz aux termes de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience GH-2-90) - Juillet 1990

8. HYDRO-QUÉBEC - Deux demandes d'autorisation d'exportations d'électricité au titre de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* -(Ordonnance d'audience GH-3-89) - Août 1990

9. WESTCOAST ENERGY INC. - Demande du 6 juin 1990 relative à un certificat au titre de la Partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour le projet d'agrandissement de l'usine McMahon - (Ordonnance d'audience GH-5-90) - Septembre 1990

10. ÉNERGIE INTERHOME INC. qui exécute ses activités d'exploitation pipelinière sous le nom de COMPAGNIE PIPELINE INTERPROVINCIAL, DIVISION D'ÉNERGIE INTERHOME INC. - Examen de la recommandation 5.9 touchant l'intégrité des pipelines existants et figurant au rapport MH-2-85 de l'Office national de l'énergie, en date de juin 1986 - (Ordonnance d'audience OHW-1-89) - Septembre 1990

11. HUSKY OIL OPERATIONS LTD., MOBIL OIL CANADA LTD., L & J ENERGY SYSTEMS, INC. - Demandes de licences autorisant l'exportation de gaz naturel au titre de la *Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie* - (Ordonnance d'audience GH-3-90) - Octobre 1990

12 WESTCOAST ENERGY INC. - Politique de Westcoast relativement à l'agrandissement de ses installations de transport du gaz brut - calcul des frais supplémentaires - 19 octobre 1990

13. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 29 juin 1989, dans sa version modifiée, pour l'obtention d'un certificat, en vertu de la *Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*, relativement aux installations de 1991 et de 1992 - (Ordonnance d'audience GH-5-89, volume 1 - Conception des droits et faisabilité économique) - Novembre 1990

14. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 29 juin 1989, dans sa version modifiée, pour l'obtention d'un certificat, en vertu de la *Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*, relativement aux installations de 1991 et de 1992 - (Ordonnance d'audience GH-5-89, volume 2 - Installations partielles) - Novembre 1990

15. WESCOAST ENERGY INC. - Demande du 7 septembre 1990 en vue de l'obtention d'un certificat, en vertu de la *Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie*, relativement au projet de gazoduc Hossitl, et demande d'ordonnance autorisant la perception de frais supplémentaires applicables au service de transport de gaz assuré par les installations proposées au titre de la Partie IV (Ordonnance d'audience GH-8-90) - Novembre 1990

16. Documents portant sur les examens en matière d'environnement

GH-2-90 - Exportations de gaz naturel

NORTH CANADIAN OILS LIMITED - Demande du 24 novembre 1989

GH-3-90 - Exportations de gaz naturel

MOBIL OIL CANADA, LTD. - Demande du 21 décembre 1989, modifiée le 22 mars 1990, le 29 mai 1990 et le 20 juillet 1990

HUSKY OIL OPERATIONS LTD. - Demande du 7 mars 1990

I. & J ENERGY SYSTEMS, INC. - Demande du 26 mars 1990

GH-5-90 - Agrandissement de l'usine McMahon

WESTCOAST ENERGY INC. - Demande du 6 juin 1990

GH-5-89 - Installations, demandes de transport de gaz naturel en vertu de l'article 71 et exportations de gaz naturel

Installations

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 15 décembre 1989

Demandes de transport de gaz naturel en vertu de l'article 71

FSC RESOURCES LIMITED - Demande du 1er décembre 1989

INDECK GAS SUPPLY CORPORATION (ILLION) - Demande du 21 décembre 1989

ROCHESTER GAS AND ELECTRIC CORPORATION - Demande du 15 janvier 1990

Exportations de gaz naturel

CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM LIMITED - Demande du 9 août 1989

ESSO RESSOURCES CANADA LIMITÉE - Demande du 27 juillet 1989

ENSERCH DEVELOPMENT CORPORATION, pour le compte d'ENCOGEN FOUR PARTNERS, LIMITED PARTNERSHIP - Demande du 6 novembre 1989

INDECK GAS SUPPLY CORPORATION (CORINTH) - Demande du 30 novembre 1989

INDECK GAS SUPLY CORPORATION (ILLION) - Demande du 30 novembre 1989

FULTON COGENERATION ASSOCIATES - Demande du 3 novembre 1989

FSC RESOURCES LIMITED - Demande du 30 novembre 1989

JMC SELKIRK, INC. - Demande du 11 août 1989

KAMINE CARTHAGE COGENERATION COMPANY, INC. - Demande du 31 juillet 1989

KAMINE SOUTH GLENS FALLS COGENERATION COMPANY et BETA SOUTH GLENS FALLS, INC. - Demande du 31 juillet 1989

NEW ENGLAND POWER COMPANY - Demande du 4 août 1989

PAWTUCKET POWER ASSOCIATES LIMITED PARTNERSHIP - Demande du 1er août 1989

PROGAS LIMITED - Demande du 8 août 1989

UNIGAS CORPORATION - Demande du 22 janvier 1989

WESTERN GAS MARKETING LIMITED - Demande du 8 août 1989

GHW-1-90 - Exportations de gaz naturel

COMPAGNIE DES PÉTROLES AMOCO CANADA LIMITÉE et CONSOLIDATED EDISON OF NEW YORK - Demande du 31 janvier 1989

ICG UTILITIES (ONTARIO) LTD. - Demande du 10 février 1989

PROGAS LIMITED - Demande du 15 novembre 1988

WESTERN GAS MARKETING LIMITED - Demande du 15 février 1989

GHW-3-90 - Exportations de gaz naturel

CANSTATES GAS MARKETING et TRANSCO ENERGY MARKETING COMPANY - Demande du 31 août 1990

ESSO RESSOURCES CANADA LIMITÉE - Demande du 27 novembre 1990

FSC RESOURCES LIMITED - Demande du 15 février 1989

RAMARRO RESOURCES INC. - Demande du 28 juillet 1989

VECTOR ENERGY INC. - Demande du 4 juillet 1989

WESTERN GAS MARKETING LIMITED - Demande du 25 septembre 1989

GHW-4-90 - Exportations de gaz naturel

DIRECT ENERGY MARKETING LIMITED - Demande du 29 mars 1990

INDECK GAS SUPPLY CORPORATION - Demande du 30 mars 1990

SHELL CANADA LIMITÉE - Demande du 22 mars 1990

WESTERN GAS MARKETING LIMITED, agent de TransCanada PipeLines Limited - Demande du 2 mars 1990

AUTRES DOCUMENTS IMPORTANTS

1. Rapport annuel 1989 de l'Office national de l'énergie - Mars 1990

2. Exportations de produits pétroliers 1989 - Rapport du personnel de l'ONE - Avril 1990

3. Exportations de pétrole brut en 1989 - Rapport du personnel de l'ONE - Mai 1990

4. Nouvelle codification administrative de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* - 31 mai 1990

5. Rapport annuel conformément à la *Loi sur l'accès à l'information* et à la *Loi sur la protection des renseignements personnels* (1er avril 1989 - 31 mars 1990) - Juin 1990

6. Travaux d'excavation et de construction à proximité des pipelines - Juin 1990

7. Directives à l'intention des parties intéressées relativement à la mise en application de la Politique canadienne de l'électricité, septembre 1988 - 22 juin 1990

8. Services canadiens d'électricité; analyse de la production et des tendances de 1988 - Juillet 1990

9. Protocole d'instruction sur l'information préalable du public au sujet des demandes envisagées - 17 juillet 1990

10. Atelier sur l'analyse avantages et coûts et l'évaluation de l'incidence des exportations (novembre 1989) - Publié en août 1990

11. Protocole d'instruction - Réglementation des sociétés du Groupe 2 - 22 novembre 1990 (mise à jour de la version d'août 1985)

On peut se procurer des exemplaires des motifs de décision et des autres rapports de l'Office en s'adressant à :

Bureau de soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert, pièce 1064
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
Canada
(613) 998-7204

Office national de l'énergie
4500, 16e Avenue N.W.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6
Canada
(403) 292-6700

SOCIÉTÉS RELEVANT DE LA COMPÉTENCE DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Voici une liste des sociétés pipelinières qui possèdent ou exploitent des pipelines interprovinciaux ou internationaux relevant de la compétence de l'Office, des sociétés titulaires de licences d'exportation de gaz naturel, et des sociétés d'électricité titulaires de licences d'exportation d'électricité accordées par l'Office. Dans le présent rapport, ces sociétés sont mentionnées sous le nom apparaissant entre parenthèses.

SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES

Groupe 1 - Gaz naturel

Alberta Natural Gas Company Ltd (Alberta Natural Gas)
Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills)
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)

Groupe 1 - Pétrole et produits pétroliers

Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin)
Compagnie Pipeline Interprovincial,
une division d'Énergie Interhome Inc. (Interprovincial)
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. (Interprovincial (NW))
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain)
Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord)

a) Les sociétés pipelinières ont été réparties en deux groupes. Le Groupe 1 est composé des dix principales sociétés pipelinières qui font régulièrement l'objet de vérifications par l'Office et dont les résultats d'exploitation sont continuellement surveillés par l'Office. Les 41 sociétés relevant de la compétence de l'Office et qui ne sont pas incluses dans le Groupe 1 font partie du Groupe 2.

Groupe 2 - Gaz naturel

Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco) (inactive)
Ressources Amoco Canada Limitée (Amoco Canada) (inactive)
A.P.R. Pipeline Company Ltd. (A.P.R. Pipeline)
Bonanza Oil and Gas Ltd. (Bonanza)
Ressources BP Canada Limitée (BP)
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Champion Pipe Line Corporation Limited (Champion)
Consumers'Gas (Canada) Limited (Consumers'Gas)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited (Many Islands)
Mid-Continent Pipelines Limited (Mid-Continent)
Minell Pipeline Ltd. (Minell)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil) (inactive)
167496 Canada Ltd. (167496 Canada)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Novacorp International Pipelines Ltd. (Novacorp)
Peace River Transmission Company Limited (Peace River)
Poco Petroleum Ltd. (Poco)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
SCL Québec Pipeline Inc. (SCL)
St. Clair Pipelines Ltd. (St. Clair Pipelines)
Union Gas Limited (Union Gas)

Groupe 2 - Pétrole et produits pétroliers

Aurora Pipe Line Company (Aurora)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian Kerrobert Pipeline Ltd. (Dome Kerrobert et Pan Canadian)
Dome NGL Pipeline Ltd. (Dome NGL)
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Dome NGL et Amoco)
Esso Ressources Canada Limitée (Esso)
Manito Pipelines Ltd. (Manito)
Les Pipe-Lines Montréal Limitée (Pipe-Lines Montréal)
Mont Ressources Limited (Mont Ressources)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil)
Northwest Transmission Company Limited (Northwest Transmission)
Petroleum Transmission Company (Petroleum Transmission)
Polysar Hydrocarbons Limited (Polysar)
Peace Coupé Pipe Line Ltd. (Peace Coupé)
Produits Shell Canada Limitée (Shell)
Sun Pipe Line Company (Sun)
Wascana Pipe Line Ltd. (Wascana)
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc. (Westspur)
Windsor Storage Facility Joint Venture (Windsor Storage)
Yukon Pipelines Limited (Yukon Pipelines)

Titulaires de licences d'exportation de gaz

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (Alberta and Southern)
Alberta Northeast Gas Ltd. et ARC Oil and Gas Company (ANE & ARC)[a]
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd. (ANE & ATCOR)[a]
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited (ANE & ProGas)[a]
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited (ANE & TransCanada)[a]
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco)
Ressources Amoco Canada Limitée (Amoco Canada)
B.C. Gas Inc. (B.C. Gas)[a]
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Cardinal Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company (Cardinal/TEMCO)[a]
Canterra Energy Ltd. (Canterra)
Direct Energy Marketing Limited (Direct Energy)
Elsco Ressources Canada Limitée (Elsco)
FSC Resource Limited (FSC)
Ressources Gulf Canada Limitée (Gulf)
Husky Oil Operations Ltd. (Husky)
IGG Transmission Holdings Ltd. (IGG Transmission)
IGG Utilities (Ontario) Ltd. (IGG(Ontario))[a]
Inderick Gas Supply Corporation (Inderick)
Kanngaz Producers Ltd. (Kanngaz)
L & J Energy Systems, Inc. (L & J Energy)
Mary Islands Natural Gas (Canada) Ltd. (Mary Islands)
Mobil Oil Canada, Ltd. (Mobil)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Norcen Energy Resources Limited (Norcen)
North Canadian Oils Limited (North Canadian)
Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta)
Poco Petroleums Ltd. (Poco)
ProGas Limited (ProGas)
Ramaco Resources Inc. (Ramaco)
Shell Canada Limitée (Shell Canada)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Union Gas Limited (Union Gas)
Vector Energy Inc. (Vector)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)
Western Gas Marketing Limited (Western Gas Marketing)

a) Société détenue des licences conjointes
b) Exportations destinées à la ré-importation

Titulaires de licences, de certificats et de permis d'exportation d'électricité[a]

Boise Cascade Canada Ltd. (Boise Cascade)
British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro)
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée (Niagara Limited)
The Canadian Transit Company (Canadian Transit)
Cedars Rapids Transmission Company, Limited (Cedars Rapids)
Cominco Ltd. (Cominco)
Cornwall Electric (Cornwall Electric)[a]
The Detroit and Windsor Subway Company (Detroit and Windsor)
Fraser Inc. (Fraser)
Hydro-Québec (Hydro-Québec)
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited (Maine and New Brunswick)
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba)
Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB)
Ontario Hydro (Ontario Hydro)
Saskatchewan Power Corporation (Sask Power)
West Kootenay Power and Light Company, Limited (West Kootenay)

a) Tous les titulaires, sauf Cornwall Electric, exportent à l'aide de leurs propres installations ou bien desquelles l'Office a délivré des certificats. Cornwall Electric exporte son électricité à l'aide des installations de Cedars Rapids.

TABLE DE CONVERSION AU SYSTÈME MÉTRIQUE

L'*Office national de l'énergie* a adopté le système international de mesures (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, une ville comme Toronto consomme, environ toutes les quinze heures, un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.).

La table de conversion suivante pourra être utile aux lecteurs qui connaissent mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 kilomètre (km)	=	0,62 mille
1 millimètre (mm)	=	0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	=	6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
1 litre (L)	=	0,22 gallon impérial
1 kilogramme (kg)	=	2,20 livres
1 gigajoule	=	950 000 pieds cubes de gaz à 1 000 Btu/pied cube ou 0,165 baril de pétrole ou encore 0,28 mégawatts d'électricité
1 pétajoule	=	un million de gigajoules

Notation

gigajoule (GJ)	=	10^9J
térajoule (TJ)	=	10^{12}J
pétajoule (PJ)	=	10^{15}J
exajoule (EJ)	=	10^{18}J
kilowatt (KW)	=	10^3 watts
mégawatt (MW)	=	10^3 KW
mégawatt-heure (MW.h)	=	10^3 KW.h
gigawatt-heure (GW.h)	=	10^6 KW.h
térawatt-heure (TW.h)	=	10^9 KW.h

ANNEXES

ANNEXES

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada
2. Pétrole brut et équivalants - Approvisionnements et utilisation
3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation
4. Électricité - Production et utilisation

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1990 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longeur
2. Ordonnances délivrés en 1990 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longeur
3. Ordonnances délivrés en 1990 pour approuver des modifications et des ajouts aux oléoducs existantes
4. Exportations de produits pétroliers - 1990
5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens 1989 et 1990
6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens

Gaz

1. Certificats délivrés en 1990 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris de projets de construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longeur
2. Ordonnances délivrés en 1990 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longeur
3. Ordonnances délivrés en 1990 pour approuver des modifications et ajouts à des installations existantes
4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1990

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1990

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et (ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1990

7. Exportations de gaz naturel

8. Importations de gaz naturel

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, en vertu de licences et d'ordonnances

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes

12. Quantités de gaz naturel dont l'exportation est autorisée.

Électricité

1. Certificats délivrés en 1990 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité

2. Ordonnances délivrées en 1990 concernant des lignes internationales de transport d'électricité

3. Licences délivrées en 1990 pour l'exportation d'électricité

4. Ordonnances délivrés en 1990 concernant l'exportation d'électricité

5. Exportations d'électricité

6. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par province)

7. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par province)

Réglementation financière

1. Renseignements financiers - Sociétés d'oléoducs du Groupe I

2. Renseignements financiers - Sociétés de gazoducs du Groupe I

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada(a) (pétajoules)

	1986	1987	1988	1989	1990(e)
Pétrole (b)	3133,5	3218,2	3369,5	3528,3	3442,3
Gaz naturel (c)	2144,7	2159,2	2372,3	2526,6	2401,5
Hydro-électricité (d)	1110,7	1130,5	1096,4	1035,5	1062,0
Nucléaire (d) (f)	841,6	905,3	958,9	937,7	872,7
Charbon	1040,0	1117,7	1200,3	1197,8	1125,6
Énergie renouvelable	543,9	554,2	553,5	543,2	530,7
TOTAL POUR LE CANADA	8814,4	9085,1	9550,9	9769,1	9434,9

a - Tient compte de l'énergie utilisée sans but énergétique, de l'autoconsommation , de l'énergie utilisée pour les conversions et du combustible utilisé pour les exportations d'électricité.
b - Comprend les gaz de pétrole liquéfiés (GPL).
c - Comprend l'éthane, le combustible de retraitement et le combustible pour la production de bitume, mais ne tient pas compte de la contraction en cours de retraitement.
d - Converti à l'aide d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h. (hydro-électricité) et de 12,1 PJ/TW.h. (nucléaire).

Si l'on convertissait l'énergie à l'aide d'une enthalpie de 10,5 pétajoules le térawatt-heure, un facteur de conversion qui estime la quantité d'énergie primaire nécessaire à la production de l'hydro-électricité et de l'électricité d'origine nucléaire sur la même base que s'il s'agissait de combustibles fossiles, les résultats suivants seraient:

	1986	1987	1988	1989	1990(e)
Hydro-électricité et nucléaire	3970,0	4082,9	4029,9	3833,8	3854,8

e - Estimation.
f - Comprend l'énergie utilisée pour produire de la vapeur.

Synthèse de la situation énergétique

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation (milliers de mètres cubes par jour)

	1986	1987	1988	1989	1990(e)
Approvisionnements					
Production canadienne (a)	249,0	259,6	272,6	264,2	261,3
Importations (b)	56,6	64,7	71,7	77,3	84,0
Total des approvisionnements (d)	305,6	324,3	344,3	341,5	345,3
Utilisation					
Demande intérieure (b)	216,7	226,5	238,3	249,2	252,7
Exportation (c)	93,6	99,6	112,8	102,9	103,4
Utilisation totale (d)	310,3	326,1	351,1	352,1	356,1

a - Source l'ONE
b - Source: formule 153 de l'ONE - Arrivages à la raffinerie.
c - Source: formule 306 de l'ONE - Exportations de pétrole brut.
d - Le total des approvisionnements ne correspond pas à l'utilisation totale en raison des changements apportés aux stocks, etc.
e - Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation (milliards de mètres cubes à 101,325 KPa et 15 degrés Celsius)

	1986	1987	1988	1989	1990(e)
Ventes nettes au Canada	48,8	47,6	52,7	56,9	54,3
Autres utilisations au Canada (a)	2,5	2,1	2,9	2,8	2,5
Importations	-0,3	-0,1	-0,6	-1,2	-0,7
Exportations	21,1	28,0	35,9	37,9	40,7
Livraisons totales de gaz naturel canadien (b)	72,1	77,8	90,9	96,4	96,9
Production de gaz marchand (b)	74,9	80,9	93,9	98,1	98,1

a - Tient compte du combustible pour pipeline, des pertes et d'autres livraisons, moins les variations de stock.
b - Les livraisons totales comprennent le gaz naturel synthétique mais ne tiennent pas compte de la contraction en cours de retraitement et du combustible de retraitement qui sont compris dans la production de gaz marchand.
e - Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

4. Électricité - Production et utilisation (térawatts- heures)

	1986	1987	1988	1989	1990
Production totale	457,2	483,2	490,6	482,7	470,0 (p)
Importations (a)	0,2	0,5	2,8	8,7	15,5
Total des approvisionnements	457,4	483,7	493,4	491,4	485,5 (p)
Demande canadienne	422,1	438,3	463,7	472,9	469,0 (p)
Exportations (a)	35,3	45,4	29,7	18,5	16,5

a - Ne comprennent pas des échanges entre le Canada et les États- Unis.
p - Préliminaire.

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1990 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris construction d'oléoducs de plus de 40 km.

Aucun certificat n'a été délivré en 1990.

Pétrole

2. Ordonnances rendues en 1990 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris construction d'oléoducs de moins de 40 km.

Aucune ordonnance d'exemption (XO) n'a été rendue en 1990.

Pétrole

3. Ordonnances délivrées en 1990 pour approuver des modifications et ajouts aux oléoducs existants.

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
la Compagnie des pétroles Amoco Canada limitée	XOM-21-90	90-01-01	Ajouts et filtre d'admission, oléoduc Windsor	160 000
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-8-90	90-05-07	Modification d'une gare de piston râcleur et d'une station de pompage	114 000
Dome NGL Pipeline Ltd.	XOM-3-90	90-02-08	Installation d'une vanne d'isolement	9 000
	XOM-6-90	90-05-03	Installation de gares de réception et d'expédition	45 000
	XOM-20-90	90-10-25	Modification de station de pompage	250 000
Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.	XOM-1-90	90-01-07	Améliorations à station de pompage et autres acquisitions	15 836 700
	XOM-4-90	90-04-12	Remplacements et manchons	4 676 100
	XOM-10-90	90-05-24	Station de pompage, améliorations aux bâtiments, remplacement de matériel	321 200
	XOM-15-90	90-12-13	Modifications à des stations de pompage, réservoirs et stations de comptage, amélioration de bâtiments et du matériel	60 797 300

Pétrole

3. (suite) Ordonnances délivrées en 1990 pour approuver des modifications et ajouts aux oléoducs existants.

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XOM-16-90	90-12-13	Modifications aux stations de pompage et comptage, amélioration de l'équipement	10 871 000
	XOM-19-90	90-11-25	Remplacement de tronçons	458 000
Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc.	XOM-9-90	90-05-17	Prog. de rehaussement de l'efficacité, Norman Wells	1 144 000
	XOM-13-90	90-09-27	Reconstruction d'un duplex	523 600
	XOM-22-90	90-11-15	Remplacements et modifications	1 533 200
Petroleum Transmission Company	XOM-2-90	90-02-01	Programme d'intégrité de l'oléoduc et installation de calibrage du compteur	1 328 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-5-90	90-04-12	Déplacement de tronçons	NIL
	XOM-12-90	90-07-25	Remplacement de tronçons	300 000
	XOM-14-90	90-08-16	Déplacement de tronçons	355 300
	XOM-17-90	90-08-24	Remplacement de la canalisation princ.	250 000
	XOM-18-90	90-10-19	Déplacement de tronçons	70 000
	XOM-23-90	90-12-20	Canalisations principales et d'amenée, matériel de station et améliorations diverses	17 684 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-7-90	90-05-03	Stations de pompage, amélioration et remplacement du matériel et des bâtiments	3 291 000
	XOM-11-90	90-07-19	Déplacement d'un tronçon d'oléoduc	42 000
	XOM-24-90	90-12-31	Remplacement de tuyauterie à la raffinerie de Shell Canada	5 000

Pétrole

4. Exportations de produits pétroliers - 1990 (mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillats moyens	Mazout lourd	Carbu-réacteur	Pétrole Partiellement raffiné	Total (a)
Janvier	339 315	399 080	252 391	71 907	36 552	1 099 245
Février	200 323	315 349	114 180	47 721	77 930	755 503
Mars	274 547	341 626	128 072	76 455	50 289	870 988
Avril	370 980	426 573	148 269	76 601	47 672	1 070 095
Mai	398 004	394 706	222 139	77 209	68 543	1 160 600
Juin	384 694	309 246	144 044	62 857	59 966	960 805
Juillet	247 896	544 071	177 581	102 526	62 986	1 135 060
Août	323 475	341 280	186 903	98 998	28 124	978 779
Septembre	401 707	639 726	209 032	133 514	50 437	1 434 416
Octobre	324 855	391 201	234 893	96 968	13 865	1 061 782
Novembre	321 544	262 078	303 766	84 485	37 400	1 009 273
Décembre (b)	265 500	345 200	205 600	76 100	32 800	925 200
						0
Total (m^3)	**3 852 839**	**4 710 134**	**2 326 869**	**1 005 340**	**566 564**	**12 461 745**
m^3/j	**10 556**	**12 904**	**6 375**	**2 754**	**1 552**	**34 142**

a - Exclut le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte et les produits pétrochemiques.

b - Estimation

Pétrole

5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1989 et 1990 (mètres cubes)

	1989		1990	
	total	moyenne journalière	total	moyenne journalière
Amoco Production Company	4 068 376	11 146	4 536 855	12 430
Ashland Oil Inc.	1 439 424	3 944	1 768 717	4 846
BP Oil	102 216	280	257 515	706
Cenex	1 218 951	3 340	1 113 299	3 050
Chinese Petroleum Corporation	118 050	323	39 713	109
Clark Oil & Refining Corporation	2 912 773	7 980	2 174 418	5 957
Conoco Inc.	2 095 581	5 741	2 426 779	6 649
Crystal Refining	29 168	80	41 042	112
Exxon Company, U.S.A.	1 202 665	3 295	1 274 361	3 491
Frontier Oil and Refining Co.	82 460	226	-	-
Koch Refining Company	8 957 267	24 540	9 131 432	25 018
Laketon Refining Corp.	389 926	1 068	332 271	910
Marathon Petroleum Company	512 466	1 404	722 546	1 980
Mobil Oil Corporation	3 922 347	10 746	5 135 482	14 070
Montana Refining Company	247 532	678	276 576	758
Murphy Oil U.S.A. Inc.	977 323	2 678	1 017 419	2 787
Pecten Trading Company	26 927	74	29 569	81
Shell Oil Company	743 729	2 038	282 593	774
Sun Refining and Marketing Co.	2 594 849	7 109	2 572 982	7 049
Texaco U.S.A.	109 809	301	36 978	101
Tosco Corporation	18 305	50	-	-
Total Petroleum, Inc.	231 656	635	211 478	579
Union Oil Company of California	2 125 446	5 823	1 088	3
United Refining Company	3 151 538	8 634	3 187 512	8 733
Uno-Ven Company			881 920	2 416
U.S. Oil & Refining Co.	226 563	621	277 280	760
Autres	42 343	116	-	-
TOTAL	**37 547 690**	**102 870**	**37 729 825**	**103 369**

Pétrole

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens (mètres cubes par jour)

	1986	1987	1988	1989	1990
Brut léger et équivalent	41 281	44 213	50 214	47 136	44 465
Brut lourd	52 301	55 357	62 565	55 734	58 904
Total	**93 582**	**99 570**	**112 778**	**102 870**	**103 369**

Gaz

1. Certificats délivrés en 1990 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
TransCanada PipeLines Limited	GC-77	90-03-20	407 km de doublement et gazoduc, 5 compresseurs, 4 stations de comptage, Man., Sask., Ont., Québec	593 000 000
	GC-78	90-11-28	Doublement de 396 km, déplacement de deux compresseurs, Man., Sask., Ont.	546 000 000
Westcoast Energy Inc.	GC-79	90-12-21	Doublement de 45 km Gazoduc Hossitl, C.-B.	11 000 000

2. Ordonnances délivrées en 1990 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Ressources BP Canada limitée	XG-7-90	90-07-12	2 km de gazoduc de 114 mm, Alb., C.-B.	135 000
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-14-90	90-12-13	Trois gazoducs interprovinciaux, Alberta	458 200
Many Islands Pipe Line (Canada) Limited	XG-15-90	90-12-27	54 km de gazoduc de 219 mm, Alb., Sask.	13 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-90	90-04-20	Exemption des art. 31 et 33 de la Loi (GC-77)	NIL
	XG-4-90	90-06-28	Doublement de 1 219 mm sur 3,3 km, Sask.	4 000 000
	XG-5-90	90-05-29	Trois compresseurs de 14 MW, Ont.	62 500 000
	XG-9-90	90-07-05	Station de comptage de Beamsville, Ont.	143 000
	XG-13-90	90-11-29	Exemption des art. 31 et 33 de la Loi (GC-78)	NIL
Westcoast Energy Inc.	XG-1-90	90-01-15	Gazoduc Pesh, C.-B.	4 874 000
	XG-2-90	90-03-01	Station de comptage de Flatrock Creek, C.-B.	170 000
	XG-6-90	90-06-21	Station de comptage de Buckinghorse, C.-B.	815 000

2. (suite) Ordonnances délivrées en 1990 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XG-8-90	90-07-19	Gazoduc de 406 mm South Sukunka, C.-B.	6 300 000
	XG-10-90	90-08-02	Modif. de la station de comptage Huntingdon et 300 m de gazoduc de 406 mm, C.-B.	310 000
	XG-11-90	90-09-13	Expansion de l'usine McMahon, C.-B.	107 870 000
167496 Canada Limited	XG-12-90	90-11-08	3,4 km de gazoduc de 168 mm, Sask.	2 060

Gaz

3. Ordonnances rendues en 1990 pour approuver des modifications et ajouts à des installations existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-1-90	90-02-08	Divers projets et remplacement du compresseur 2A	15 600 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XGM-3-90	90-02-22	Ajouts, installations et modifications	1 279 600
	XGM-21-90	90-09-13	Nouvelle gare de piston râcleur et réinstallation de gares	1 900 000
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-6-90	90-04-12	Deux stations de régulation secondaires	129 400
	XGM-12-90	90-06-14	Installation, station à Stratton	20 300
	XGM-18-90	90-08-09	Amélioration et reconstruction du régulateur primaire	160 000
Many Islands Pipe Line (Canada) Limited	XGM-14-90	90-06-14	Rattachement, gazoduc Esther-Smiley	10 500
Minell Pipeline Ltd.	XGM-4-90	90-03-15	Installation d'une soupage de contrôle	31 000
Niagara Gas Transmission Limited	XGM-22-90	90-09-27	Modifications à la station de vanne St-Laurent	58 000
Peace River Transmission (Canada) Limited	XGM-23-90	90-10-05	Point de livraison	2 000
	XGM-28-90	90-11-30	Remplacement du croisement de Pouce-Coupé	25 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-2-90	90-02-15	Modifications à la station de compression	3 486 000
	XGM-7-90	90-04-25	Modifications à la station de comptage et au compresseur et remplacement de tubes	4 300 000
	XGM-9-90	90-04-20	Conversion à compresseur axial, tubes, installations de rechange auxiliaires	10 044 000
	XGM-13-90	90-05-03	Remplacement de tubes	74 400
	XGM-16-90	90-07-12	Remplacement d'une ligne de gazoduc de 350 m.	854 000
	XGM-24-90	90-11-08	Deux compresseurs portatifs	11 000 000
	XGM-29-90	90-12-14	Amélioration de la station de comptage de Corbyville	37 000

Gaz

3. (suite) Ordonnances rendues en 1990 pour approuver des modifications et ajouts à des installations existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Gazoduc Trans Québec et Maritimes	XGM-5-90	90-03-29	Point de réception/livraison de Pointe-du-Lac	1 176 000
	XGM-8-90	90-04-12	Centre d'entretien de Repentigny	600 000
	XGM-17-90	90-08-02	Ajouts de nature générale	155 000
	XGM-19-90	90-08-16	Point de livraison de Lanoraie	13 900
	XGM-27-90	90-11-26	Point de livraison de Deschambault	19 500
Westcoast Energy Inc.	XGM-10-90	90-05-03	Amélioration de la canalisation princ. Pine Pass	3 400 000
	XGM-11-90	90-05-31	Installations, remplacements, améliorations à l'équipement	5 157 000
	XGM-15-90	90-07-09	Revêtement	1 254 000
	XGM-20-90	90-09-06	Remplacement de tronçons, modifications, installations et améliorations à l'équipement	6 637 000
	XGM-25-90	90-12-06	Stations de compression, modifications et remplacements aux installations	638 000
	XGM-26-90	90-12-06	Remplacement de tronçons, modifications, installations et améliorations à l'équipement	36 000 000

Gaz

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	Kingsgate, C.B.	1986-12-18	1987-10-31	3 1,897	9,341	7 7,627
			1987-11-01	1994-10-31	3 1,897	1 0,580	
	GL-111	Kingsgate, C.B.	1994-11-01	2005-10-31	3 1,900	1 0,581	11 6,385
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	496	181	2,714
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	992	362	5,428
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited	GL-103	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	1,870	682	1 0,236
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited	GL-102	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	7,507	2,740	4 2,646
		Niagara Falls, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	283	103	
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-112	Huntingdon, C.B.	1989-07-24	1989-10-31	704	70	3,856
			1989-11-01	2004-10-31	704	257	
Ressources Amoco Canada Limitée	GL-108	Emerson, Man.	1989-03-16	1989-10-31	423	97	1,504
			1989-11-01	2001-10-31	423	154	
Ressources Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company	GL-127	Niagara Falls,Ont.	1990-07-27	1990-10-31	873	85	4,728
			1990-11-01	2004-10-31	873	319	4,778
BC Gas Inc.	GL-123(a)	Huntingdon, C.B.	1989-11-09	1992-04-30	1,703	61	184
Canadian Hunter Exploration Ltd.	GL-107	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1990-11-01	2010-10-31	845	254	3,381
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25	Aden/Cardston, Alb., Emerson Man. & Niagara Falls, Ont.	1968-11-01	1969-10-31	340	103	4,891
			1969-11-01	1991-10-31	680	207	
			1991-11-01	1993-10-31	391	119	
	GL-72	Aden, Alb.	1988-01-01	1988-10-31	1,133	236	1,086
			1988-11-01	1990-10-31	1,416	283	
			1990-11-01	1991-10-31	1,416	189	
			1991-11-01	1992-10-31	1,416	94	
	GO-3-79	Reagan Field, Alb.	1979-05-01	1993-12-31	30	10	105
Canstates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company	GL-137	Niagara Falls,Ont.	1990-11-06	1991-10-31	1,371	450	5,594
			1991-11-01	2000-10-31	1,371	459	
			2000-11-01	2002-10-31	1,371	500	
Canterra Energy Ltd.	GL-113	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	425	29	2,099
			1989-11-01	2003-10-31	425	155	

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Canterra Energy Ltd. (Suite)	GL-114	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	425	29	2,246
			1989-11-01	2004-10-31	425	155	
Direct Energy Marketing Limited	GL-132	Philipsburg,Que.	1990-07-27	1990-10-31	171	17	936
			1990-11-01	2005-10-31	171	62	
			2005-11-01	2006-06-30	171	41	
Esso Ressources Canada Ltd. et Transco Energy Mark. Co.	GL-136	Niagara Falls, Ont.	1990-11-?0	1991-10-31	2,125	76	9,308
			1991-11-01	2002-10-31	2,125	776	
FSC Resources Ltd.	GL-138	Napreville,Que.	1991-03-01	1991-10-31	1,530	375	8,377
			1991-11-01	2005-10-31	1,530	559	
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	80	10	229
	GL-29	Fort Frances, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	916	219	5,462
	GL-30(b)	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	1,322	344	8,498
ICG Utilities (Ontario) Ltd.	GL-130(b)	Sprague,Man.	1990-07-27	1990-10-31	640	62	3,150
			1990-11-01	2005-10-31	640	210	
Indeck Gas Supply Corporation	GL-133	Niagara Falls, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	810	79	3,500
			1990-11-01	2005-10-31	810	293	
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1996-10-31	3,540	1,292	1 3,567
			1996-11-01	1997-10-31	2,655	969	
			1997-11-01	1998-10-31	1,770	646	
			1998-11-01	1999-10-31	885	323	
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44(c)	Emerson, Man.	1972-03-15	1992-10-31	4,249	1,275	1 8,951
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall, Ont.	1987-11-01	1990-10-31	1,200	275	1,100
			1990-11-01	1991-10-31	799	183	
			1991-11-01	1992-10-31	399	92	
Norcen Energy Resources Limited	GL-115	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	397	27	1,841
			1989-11-01	2001-10-31	397	145	
	GL-116	Emerson, Man.	1990-05-03	1990-10-31	184	34	1,034
			1990-11-01	1994-10-31	184	67	
			1994-11-01	2001-10-31	283	105	
North Canadian Oils Limited	GL-142	Emerson, Man.	1990-11-08	1991-10-31	283	101	1,069
			1991-11-01	2000-10-31	283	103	
	GL-143	Emerson, Man.	1990-11-08	1991-10-31	283	101	1,069
			1991-11-01	2000-10-31	283	103	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont. maximum combiné	1987-11-01	1996-10-31	4,333	1,581	16,605
			1996-11-01	1997-10-31	3,249	1,186	
			1997-11-01	1998-10-31	2,166	791	
			1998-11-01	1999-10-31	1,083	395	
		Maximum autorisé à Niagara Falls Ont. en tant que partie des volumes combiné de Emerson/ Niagara Falls	1987-11-19	1996-10-31	1,443	527	
			1996-11-01	1997-10-31	1,082	395	
			1997-11-01	1998-10-31	721	263	
			1998-11-01	1999-10-31	361	132	
	GL-97	Monchy, Sask.	1984-12-20	1985-10-31	24,929	7,583	75,297
			1985-11-01	2001-10-31	24,929	8,294	
	GL-106	Kingsgate, C.B.	1988-11-01	2012-10-31	7,479	2,488	59,719
Poco Petroleums Ltd.	GL-117	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	708	49	2,844
			1989-11-01	2000-10-31	708	259	
	GL-118	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	708	49	2,715
			1989-11-01	2000-10-31	708	259	
ProGas Limited	GL-81	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	5,270	1,924	15,027
			1990-11-01	1991-04-30	5,270	954	
			1991-05-01	1991-10-31	4,562	839	
			1991-11-01	1996-10-31	4,562	1,665	
			1996-11-01	1997-10-31	3,244	1,184	
			1997-11-01	1998-10-31	1,927	703	
			1998-11-01	1999-10-31	609	222	
	GL-98	Emerson, Man. & Monchy, Sask. maximum combiné	1986-08-13	1986-10-31	9,441	2,583	35,493
			1986-11-01	1987-10-31	7,553	2,480	
			1987-11-01	2000-10-31	9,441	3,100	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Emerson/Monchy	1986-08-13	1986-10-31	6,797	2,480	17,746
			1986-11-01	1987-10-31	3,776	1,240	
			1987-11-01	2000-10-31	4,720	1,550	
	GL-101	Niagara Falls, Ont.	1989-05-01	1989-10-31	1,420	261	10,340
			1989-11-01	2009-10-31	1,420	517	
	GL-109	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1991-05-01	1991-10-31	708	130	5,170
			1991-11-01	2011-10-31	708	259	
	GL-129	Niagara Falls,Ont.	1990-07-27	1990-10-31	2,861	278	15,665
			1990-11-01	2005-10-31	2,861	1,044	
Ramarro Resources Inc.	GL-139	Niagara Falls,Ont.	1990-11-08	1991-10-31	169	61	926
			1991-11-01	2005-10-31	169	62	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Shell Canada Limitée	GL-100	Highwater, Que.	1987-11-01	1998-10-31	1,110	300	5,900
			1998-11-01	1999-03-31	1,110	168	
		Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1998-10-31	1,390	400	
			1998-11-01	1999-03-31	1,390	210	
	GL-119	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	425	29	2,234
			1989-11-01	2003-10-31	425	155	
	GL-120	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	425	29	2,250
			1989-11-01	2004-10-31	425	155	
	GL-134	Niagara Falls, Ont.	1990-07-27	1990-10-31	450	44	2,755
			1990-11-01	2010-10-31	450	145	
			2010-11-01	2011-08-31	450	96	
TransCanada PipeLines Limited	GL-20	Emerson, Man.	1967-11-01	1991-10-31	2,663	909	2 1,671
	GL-21(d)	Emerson, Man.	1968-11-05	1991-10-31	N/S	7,019	16 9,967
	GL-42(d)	Emerson, Man.	1971-04-15	1971-10-31	N/S	233	6 0,317
			1971-11-01	1994-10-31	N/S	2,612	
	GL-43	Emerson, Man.	1971-11-01	1991-10-31	N/S	482	9,632
	GL-83	Niagara Falls, Ont.	1984-11-01	1986-10-31	1,133	414	1 6,371
			1986-11-01	2002-10-31	2,620	959	
			2002-11-01	2003-01-15	2,620	199	
	GL-84	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	142	52	2,378
			1988-11-01	1997-10-31	708	258	
	GL-86	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2,833	1,034	1 0,886
			1990-11-01	1991-10-31	2,833	1,037	
			1991-11-01	1994-10-31	2,833	1,034	
			1994-11-01	1995-10-31	2,833	1,037	
			1995-11-01	1996-10-31	2,833	1,034	
			1996-11-01	1997-10-31	2,189	799	
			1997-11-01	1998-10-31	1,416	517	
			1998-11-01	1999-10-31	708	259	
	GL-87	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2,833	1,034	1 0,886
			1990-11-01	1991-10-31	2,833	1,037	
			1991-11-01	1994-10-31	2,833	1,034	
			1994-11-01	1995-10-31	2,833	1,037	
			1995-11-01	1996-10-31	2,833	1,034	
			1996-11-01	1997-10-31	2,189	799	
			1997-11-01	1998-10-31	1,416	517	
			1998-11-01	1999-10-31	708	259	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
TransCanada PipeLines Limited (suite)	GL-89	Emerson, Man.	1984-11-01	1985-10-31	6,317	524	12,961
			1985-11-01	1986-10-31	6,317	1,957	
			1986-11-01	1990-10-31	6,317	2,096	
			1990-11-01	1991-10-31	4,207	1,396	
			1991-11-01	1992-10-31	2,104	698	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	1,416	518	5,443
			1988-11-01	1991-05-01	1,416	517	
	GL-110	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1991-05-01	1991-10-31	708	130	5,443
			1991-11-01	2012-10-31	708	259	
	GL-121	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	425	29	2,327
			1989-11-01	2003-10-31	425	155	
	GL-122	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	425	29	2,327
			1989-11-01	2004-10-31	425	155	
	GL-135	Gananoque,Ont.	1990-07-27	1990-10-31	1,445	140	7,910
			1990-11-01	2005-10-31	1,445	529	
Union Gas Limited	GL-92	Windsor, Ont.	1985-11-01	1990-10-31	1,100	284	1,704
			1990-11-01	1991-10-31	733	189	
			1991-11-01	1992-10-31	366	95	
Vector/7 Producers	GL-140	Niagara Falls,Ont.	1990-11-08	1991-10-31	892	320	5,026
			1991-11-01	2005-10-31	892	326	
Westcoast Energy Marketing Ltd.	GL-113	Huntingdon & Kingsgate,C.B.	1990-08-28	1990-10-31	4,525	294	23,228
			1990-11-01	2004-10-31	4,525	1,652	
Western Gas Marketing Limited	GL-128	Cornwall,Ont.	1990-07-27	1990-10-31	331	32	1,820
			1990-11-01	2005-10-31	331	121	
	GL-141	Emerson,Man.	1990-11-08	1991-10-31	425	152	2,327
			1991-11-01	2005-10-31	425	155	

a - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Huntingdon (C.B.) pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure en vertue d'échange avec autre exportateurs.

b - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont).

c - Licence autorisant le titulaire d'exporter du gaz naturel qu'il a déjà importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.

d - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson, au Manitoba, pour importation près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ont.) pour desservir le marché de l'Est du Canada.

N/S Non spécifié

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1990

Importateur	Licence ou ordonnance	Point d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
B.C. Gas Inc.	GL-123(d)	Huntingdon,C.B.	1989-11-09	1992-04-30	1,703	61	184
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-117-88	Coutts, Alb.	1989-01-01	2005-12-31	30	N/S	N/S
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30(a)	Rainy River, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	1,322	344	8,498
ICG Utilities (Ontario) Ltd.	GL-130(a)	Rainy River, Ont.	1990-07-27	2005-10-31	640	210	3,150
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(b)	Willow Creek, Sask.	1972-03-15	1992-10-31	4,249	1,275	1 8,951
TransCanada PipeLines Limited	GL-21(c)	Sault Ste. Marie et Sarnia, Ont.	1968-11-05	1990-11-07	N/S	7,019	16 9,967
			1990-11-08	1991-10-31	N/S	1 1,955	
	GL-42(c)	Sault Ste. Marie et Sarnia, Ont.	1971-04-15	1971-10-31	N/S	233	6 0,317
			1971-11-01	1994-10-31	N/S	2,612	

a - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il a exporté près de Sprague (Man.).
b - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il exportera par la suite près de Emerson (Man.) en vertu de la licence GL-44.
c - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson(Man.) pour desservir les marchés canadiens.
d - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il a exporté pour entreposage aux États-Unis. L'importation se fait en vertu d'échange avec autres exportateurs.
N/S Non spécifié.

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
PROPANE							
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation)	GL-32	Frontière canado-américaine (a)	-	1971-01-01	1972-12-31	92 698	4 281 799
				1973-01-01	1973-12-31	569 761	
				1974-01-01	1974-12-31	519 682	
				1975-01-01	1975-12-31	506 190	
				1976-01-01	1976-12-31	483 571	
				1977-01-01	1977-12-31	456 825	
				1978-01-01	1993-12-31	92 698	
				1994-01-01	1994-12-31	77 206	
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-31	Frontière canado-américaine (a)	-	1971-01-01	1972-12-31	133 254	9 757 486
				1973-01-01	1973-12-31	924 999	
				1974-01-01	1974-12-31	870 078	
				1975-01-01	1975-12-31	847 301	
				1976-01-01	1976-12-31	812 936	
				1977-01-01	1977-12-31	775 793	
				1978-01-01	1978-12-31	744 761	
				1979-01-01	1979-12-31	716 983	
				1980-01-01	1980-12-31	688 571	
				1981-01-01	1981-12-31	656 190	
				1982-01-01	1982-12-31	620 476	
				1983-01-01	1986-12-31	133 254	
				1987-01-01	1987-12-31	143 809	
				1988-01-01	1988-12-31	193 016	
				1989-01-01	1989-12-31	196 984	
				1990-01-01	1990-12-31	169 047	
				1991-01-01	1991-12-31	165 873	
				1992-01-01	1992-12-31	165 079	
				1993-01-01	1993-12-31	162 098	
				1994-01-01	1994-12-31	103 968	
ÉTHANE							
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-51 (b)(c)	Export-Elmore, Sask. Réexportation Windsor, Ont.	Windsor, Ont.	1979-06-21	1979-12-31	1 287 000	19 069 000
				1980-01-01	1980-12-31	1 090 000	
				1981-01-01	1981-12-31	935 000	
				1982-01-01	1982-12-31	1 114 000	
				1983-01-01	1983-12-31	1 241 000	
				1984-01-01	1984-12-31	1 424 000	
				1985-01-01	1985-12-31	2 000 000	
				1986-01-01	1986-12-31	2 731 000	
				1987-01-01	1987-12-31	2 304 000	
				1988-01-01	1988-12-31	1 891 000	
				1989-01-01	1989-12-31	1 301 000	
				1990-01-01	1990-12-31	765 000	
				1991-01-01	1991-12-31	602 000	
				1992-01-01	1992-12-31	280 000	
				1993-01-01	1993-12-31	104 000	

6. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1990

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
ÉTHYLENE						**Kilograms**	
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation)	EYL-1-76 (d)	Elmore, Sask. Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	1980-01-01	1989-12-31	158 757 340	1 587 573 400
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation/Importation)	EYL-2-76 (d)	Elmore, Sask.	Windsor, Ont.	1978-01-01	1997-12-31	181 438 810	N/S

a - Dans chaque licence ou ordonnance, les points d'exportation à partir de la frontière canado-américaine comprennent un ou plusieurs des ports suivants: Elmore (Sask.), Gretna (Man.), Sarnia ou Windsor (Ont.).

b - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

c - Les exportations d'éthane autorisées durant chaque année comprise dans la période allant du 1er janvier 1982 au 31 décembre 1985 doivent être réduites d'une quantité équivalente à la quantité de rattrapage exportée en vertu de la licence GL-47 qui excède 392 728 m .

d - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) et de Sarnia et Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthylène exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.) pour ré-exportation ultérieure à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.).

N/S Non spécifié

Gaz

7. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
AEC Oil and Gas Company	GO-98-89	0	3	3
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	10,857	10,849	43,388
	GO-132-90	0	12	12
Compagnie de Pétroles Amoco	GL-112	28	168	196
	GO-80-88	143	2	174
	GO-122-89	1	0	1
	GO-124-89	26	8	33
	GO-1-90	0	108	108
	GO-78-90	0	0	0
	GO-79-90	0	25	25
	GO-80-90	0	1	1
Ressources Amoco Canada Limitée	GL-108	49	129	178
	GO-15-87	18	0	42
	GO-16-87	0	0	94
	GO-66-87	0	0	5
	GO-94-88	102	0	125
	GO-95-88	2	0	2
	GO-16-89	81	22	103
Atcor Ltd.	GO-51-90	0	13	13
BC Gas Inc.	GL-123(g)	0	3	3
	GO-59-89(a)	61	0	61
Bonus Gas Processors Corp.	GO-109-87	0	0	3
	GO-88-88	13	6	19
	GO-63-90	0	5	5
BP Resources Canada Limited	GO-68-88	7	0	34
	GO-24-89	12	63	75
	GO-42-90	0	7	7
British Columbia Petroleum Corporation	GO-12-89	457	0	457
	GO-104-89	124	366	490
	GO-123-89	282	406	687
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-88-89	9	22	32
	GO-15-90	0	238	238
Canadian Hunter Explorations Ltd.	GO-81-90	0	68	68
Canadian Hydrocarbons Limited	GO-10-88	23	0	350
	GO-9-89	270	24	293
	GO-12-90	0	271	271
	GO-67-90	0	7	7
Canadian Occidental Petroleum Ltd.	GO-102-87	0	0	5
	GO-18-88	103	22	158
	GO-37-90	0	65	65

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17	0	0	3,035
	GL-25	0	0	3,516
	GL-72	275	240	737
	GO-3-79	5	4	37
CanStates Gas Marketing	GO-146-90	0	3	3
	GO-54-90	0	5	5
Canterra Energy Ltd.	GL-113	37	130	168
	GL-114	0	93	93
	GO-10-87	0	0	9
	GO-108-87	0	0	21
	GO-14-88	52	14	85
	GO-70-89	2	26	29
	GO-14-90	0	77	77
Canwest Gas Supply Inc.	GO-52-90	0	696	696
Carvin Natural Gas Marketing Ltd.	GO-114-88	93	0	101
Cherhill Resources Limited	GO-22-88	0	0	28
Chevron Canada Resources Limited	GO-105-87	0	0	1
	GO-86-88	0	0	4
	GO-117-90	0	0	0
Consolidated Natural Gas Limited	GL-75	1,004	0	2,296
Czar Resources Ltd.	GO-28-88	80	0	176
	GO-41-90	0	3	3
Dekalb Petroleum Corporation	GO-57-89	48	143	191
Direct Energy Marketing Limited	GO-107-90	0	0	0
Encor Energy Corporation Inc.	GO-107-87	0	0	1
Enron Gas Marketing	GO-126-90	0	11	11
Esso Ressources Canada Ltée.	GO-74-89	0	9	9
	GO-34-90	0	0	0
Esso Ressources Canada Ltée. et Transco Energy Marketing Company	GL-82	0	0	1,811
	GL-136	0	124	124
	GO-38-88	104	0	559
	GO-28-89	235	0	235
	GO-117-89	64	502	567
Grand Valley Gas Company	GO-112-89	4	33	38
	GO-142-89	2	5	7
	GO-35-90	0	41	41
	GO-103-90	0	22	22
	GO-104-90	0	71	71

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
Hadson Canada Inc.	GO-90-87	0	0	2
Husky Oil Operations Ltd.	GO-153-89	0	3	3
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	0	0	130
	GL-29	0	0	2,690
	GL-30(b)	198	234	5,046
	GO-96-88	87	0	108
	GO-99-88	8	0	10
	GO-113-89	3	8	11
	GO-115-89	24	92	115
	GO-70-90	0	3	3
	GO-71-90	0	39	39
ICG Utilities (Ontario) Ltd.	GL-130(b)	0	1	1
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	GO-91-88(c)	101	32	132
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	118	241	414
	GO-34-89	8	0	8
	GO-75-89	11	52	63
	GO-45-90	0	126	126
KM Gas Company	GO-37-89	1	1	2
Koch Hydrocarbons Canada	GO-101-87	0	0	6
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44(d)	410	436	7,412
Mobil Oil Canada	GO-11-88	657	0	1,137
	GO-102-88	4	0	4
	GO-109-89	0	2	2
	GO-129-89	0	786.9	786.9
	GO-139-89	2	16	18
	GO-145-89	0	110	110
	GO-49-90	0	7	7
	GO-50-90	0	19	19
	GO-75-90	0	1	1
Natgas Canada Inc.	GO-30-90	0	27	27
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	239	227	745
	GO-16-90	0	3	3
Norcen Energy Resources Limited	GL-115	39	134	173
	GL-116	0	45	45
	GO-51-89	4	0	4
North Canadian Oils Limited	GO-65-88	56	160	225
	GO-69-89	16	177	193
	GO-61-90	0	141	141

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
Northcan Energy Inc.	GO-30-88	19	0	25
	GO-3-89	380	35	415
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-79-89(e)	13	173	186
	GO-80-89	0	4	4
	GO-72-90	0	2	2
Northwest Pacific Energy Marketing Inc.	GO-115-88	109	115	229
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-97	2,807	7,266	2 0,936
	GL-106	2,480	2,479	5,374
	GO-48-87	1,955	0	7,711
	GO-8-88	58	2	371
	GO-67-89	2,129	65	2,195
	GO-21-90	0	0	0
Petro-Canada Inc.	GO-113-88	60	0	60
	GO-25-89	187	228	415
	GO-105-90	0	66	66
Placer Cego Petroleum	GO-19-87	0	0	31
	GO-115-87	0	0	2
	GO-15-88	56	8	101
	GO-15-89	10	0	10
	GO-36-90	0	51	51
Poco Petroleums Ltd.	GL-117	0	78	78
	GL-118	0	76	76
	GO-72-87	44	8	57
	GO-74-87	0	0	136
	GO-110-88	560	511	1,132
	GO-53-89	22	100	122
	GO-54-89	0	0	0
	GO-13-90	0	49	49
ProGas Limited	GL-98	1,718	1,331	5,390
	GL-101	0	77	77
	GO-85-87	0	0	322
	GO-24-88	0	0	3
	GO-118-89	48	767	814
	GO-127-89	4	2	6
	GO-24-90	0	161	161
Sceptre Resources Limited	GO-81-89	0	1	1
Shell Canada Limitée	GL-100	195	223	498
	GL-119	45	120	165
	GL-120	0	88	88
	GO-4-88	0	0	0
	GO-16-88	22	17	40
	GO-25-88	325	67	487
	GO-119-88	141	0	141

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
Shell Canada Limitée (suite)	GO-63-89	3	0	3
	GO-9-90	0	17	17
	GO-20-90	0	335	335
	GO-39-90	0	44	44
Suncor Inc.	GO-112-87	66	0	145
	GO-29-89	201	338	539
	GO-39-89	0	0	0
Tarpon Gas Marketing Ltd.	GO-2-88	0	4	5
	GO-10-90	0	236	236
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	0	0	20,553
	GL-19	131	0	2,522
	GL-20	0	0	14,385
	GL-21(f)	6,680	7,008	131,235
	GL-37	165	147	29,336
	GL-38	0	0	6,771
	GL-39	0	0	915
	GL-42(f)	2,406	2,258	42,328
	GL-43	442	438	2,215
	GL-83	943	842	3,942
	GL-84	36	78	133
	GL-86	1	0	1
	GL-87	1	0	1
	GL-89	0	0	604
	GL-121	45	120	165
	GL-122	0	84	84
	GO-37-87	1,333	0	4,503
	GO-111-87	281	0	644
	GO-23-88	27	0	138
	GO-11-89	162	240	402
	GO-14-89	11	15	26
	GO-50-89	2,755	3,516	6,271
	GO-83-89	0	14	14
	GO-108-89	46	188	234
	GO-147-89	1	213	214
Unigas Corporation	GO-19-89	67	331	398
	GO-93-89	172	710	882
	GO-112-90	0	1	1
Unocal Canada Limited	GO-75-88	0	0	6
	GO-152-89	0	27	27
Vector Energy Inc.	GO-78-89	0	82	82
Walnoco Oil Corporation	GO-55-87	0	0	46
	GO-120-89	18	86	105
	GO-108-90	0	5	5
Westcoast Energy Inc.	GL-41	1,545	0	80,072
Westcoast Energy Marketing	GL-131	0	310	310
	GO-44-89	37	27	65
	GO-116-89	167	399	566

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
Western Gas Marketing Limited	GO-63-88	0	0	28
	GO-151-89	0	0	0
	GO-66-90	0	122	122
	GO-95-90	0	18	18
EXPORTATIONS BRUTES		**47,866**	**50,709**	**482,306**
EXPORTATIONS NETTES(h)		**37,917**	**40,565**	**295,902**

a - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure en vertu d'échange avec autre exportateurs.

b - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont.).

c - Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson (Man.) en échange d'une importation d'éthane par Dome Petroleum Limited et La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée près de Sarnia (Ont.).

d - Licence autorisant le titulaire d' exporter le gaz naturel qu'il a déjà importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GL!-5.

e - Ordonnance autorisant l'exportation de gas naturel pour importation en vertu d'ordonnance GO-92-89.

f - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson (Man.) pour importation près de Sault-Ste-Marie et Sarnia (Ont.) afin de desservir les marchés de l'Est du Canada.

g - Licence autorisant l'exportation de gaz naturel pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure.

h - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

8. Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
Access Energy Corporation	GO-102-89	4	13	16
Atcor Ltd.	GO-89-89	15	0	15
BC Gas Inc.	GL-123(g)	0	92	92
	GO-105-88(a)	60	0	60
	GO-30-89(a)	1	0	1
	GO-59-89(b)	1	0	1
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-70-88	1	0	1
	GO-117-88	1	1	1
	GO-87-89	1	0	1
	GO-60-90	0	2	2
Centra Gas Manitoba Inc.	GO-113-90	0	1	1
Gaz Metropolitain, Inc.	GO-29-90	9	23	31
	GO-48-90	0	23	23
	GO-69-90	0	0	0
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30(c)	198	234	5,046
ICG Utilities (Ontario) Ltd.	GL-130(c)	0	1	1
	GO-103-89	43	12	55
	GO-146-89	0	14	14
	GO-62-90	0	0	0
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(d)	417	426	7,507
Natural Gas Clearinghouse	GO-26-90	0	27	27
Natural Resource Gas Limited	GO-77-89	3	0	3
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-45-88	0	0	1
	GO-92-89(e)	13	47	60
	GO-141-89(l)	0	52	52
	GO-40-90(h)	0	17	17
	GO-106-90(i)	0	14	14
St. Clair Pipelines Ltd.	GO-71-88	21	0	56
	GO-109-88	59	0	59
	GO-47-89	59	0	59
	GO-111-89	20	15	35
Tarpon Gas Marketing Ltd.	GO-94-89	19	34	53
	GO-68-90	0	4	4
The Consumers' Gas Company Ltd.	GO-40-89	9	0	9
	GO-41-89	29	0	29
	GO-97-89	45	31	76
	GO-143-90	0	58	58

8. (suite) Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990	Cumulatif au 31 décembre 1990
TransCanada PipeLines Limited	GL-21(f)	6,680	7,421	13 1,589
	GL-42(f)	2,486	1,598	4 1,741
Unigas Corporation	GO-121-89	3	39	43
	GO-47-90	0	12	12
Union Enterprises Ltd.	GO-121-87	0	0	54
	GO-41-88	0	0	52
Union Gas Limited	GO-39-88	0	0	60
	GO-50-88	0	0	60
	GO-66-88	0	0	60
	GO-77-88	0	0	60
	GO-100-88	0	0	60
	GO-103-88	0	0	60
	GO-118-88	57	0	60
	GO-7-89	44	0	44
	GO-31-89	60	0	60
	GO-45-89	60	0	60
	GO-52-89	60	0	60
	GO-60-89	60	0	60
	GO-61-89	60	0	60
	GO-62-89	1	23	24
	GO-66-89	60	0	60
	GO-71-89	60	0	60
	GO-76-89	60	0	60
	GO-86-89	46	0	46
	GO-91-89	60	0	60
	GO-95-89	23	0	23
	GO-110-89	53	0	53
	GO-136-89	5	55	60
	GO-137-89	0	60	60
	GO-138-89	0	14	14
Western Gas Marketing Limited	GO-59-88	23	0	93
	GO-101-88	51	0	51
	GO-90-89	12	24	36
	GO-149-89	0	60	60
	GO-150-89	0	0	0
IMPORTATIONS BRUTES		**1 1,051**	**1 0,445**	**18 8,494**
IMPORTATIONS NETTES(j)		**1,194**	**543**	**2,313**

a - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer le gas naturel à Huntingdon (C.B.) que Westcoast a déjà exporté pour le titulaire.
b - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel à Huntingdon (C.B.) qu'il a exporté pour entreposage aux États-Unis. L'importation se fait en vertu d'échange avec autres exportateurs.
c - Licence autorisant le titulaire d' importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Sprague (Man.).
d - Licence autorisant le titulaire d' importer le gaz naturel qu'il exportera ensuite près de Emerson (Man.) en vertu de la licence GL-44.
e - Ordonnance autorisant l'importation de gaz naturel déjà exporté en vertu d'ordonnance GO-79-89.
f - Licence autorisant le titulaire d' importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson (Man.), pour desservir les marchés canadiens.

g - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel à Huntingdon (C.B.) qu'il a exporté pour entreposage aux États-Unis.
h - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel à Sarnia (Ont.) qu'il a déjà exporté.
i - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel à St.Clair (Ont.) qu'il a déjà exporté.
j - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990
PROPANE			
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	92 698	92 698
Dome Petroleum Limited	GL-31	196 984	169 047
EXPORTATIONS NETTES (c)		**289 682**	**261 745**
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51(a)	744 248	800 900
EXPORTATIONS BRUTES		**744 248**	**800 900**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**
		Kilograms	
ÉTHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76 (b)	161 089 355	0
EXPORTATIONS BRUTES		**161 089 355**	**0**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**

a - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

b - Licence autorisant une exportation du produit pour importation ultérieure.

c - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et ordonnances visées par les notes en bas de la page.

Gaz

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1989	Préliminaire 1990
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51(a)	623 021	0
	GO-8-89 (c)	100 337	s/o
	GO-64-89(c)	93 532	s/o
	GO-43-89	s/o	633 830
	GO-134-89	s/o	62 932
IMPORTATIONS BRUTES		**816 890**	**696 762**
		Kilograms	
ÉTHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76 (b)	161 089 355	0
IMPORTATIONS BRUTES		**161 089 355**	**0**
IMPORTATIONS NETTES (d)		**0**	**0**

a - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

b - Licence/ordonnance autorisant une importation du produit déjà exporté.

c - Ordonnance autorisant une importation d'éthane à Sarnia (Ont.) en échange d'une exportation de gaz naturel à Emerson (Man.) par la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

d - Ne tient pas compte des volumes visées par les notes en bas de la page.

s/o sans objet

Gaz

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes (mètres cubes)

Exportateur	Propane Réel 1989	Propane Préliminaire 1990	Butanes Réel 1989	Butanes Préliminaire 1990
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (a)	1 817 756	1 757 700	1 113 030	1 032 600
Atlantic Speedy Propane Limited	2 570	6 700	N/A	N/A
Burnwell Gas of Canada Ltd.	35 385	40 700	N/A	N/A
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	19 527	18 400	45 392	26 200
CanPet Marketing Ltd.	11 190	15 300	12 973	2 200
CanStates Energy	48 719	104 800	194 931	236 300
Chevron Canada Resources	9 211	40 000	19 474	0
Commonwealth Petroleum Co.	36 802	22 500	N/A	N/A
Consumers' Co-Operative Refineries Ltd.	875	0	0	500
Desticon Gas Liquids Enterprises Ltd.	0	3 500	0	8 400
Dominion Propane Corp.	0	3 600	N/A	N/A
Elbow River Resources Ltd.	116	2 100	10 728	8 900
Elgin Resources Limited	1 730	N/A	N/A	N/A
Energy Transportation Inc.	11 960	8 800	21 648	11 500
Enron Liquids Marketing Canada Ltd.	15 681	11 300	9 358	6 700
Ferrell Petroleum Inc.	3 967	N/A	N/A	N/A
Ferrell Gas	7 188	7 100	N/A	N/A
Gibson Gas Liquids Ltd.	3 909	300	5 293	19 100
Ressources Gulf Canada Ltée	89 237	167 500	97 849	102 900
Home Oil Company Limited	46 111	18 800	89 420	12 400
ICG Liquid Gas Ltd.	20 213	10900	N/A	N/A
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	292 325	260 500	273 595	263 300
Irving Oil Limited	0	100	5 079	0
Koch Hydrocarbon Canada	8 629	4700	23 314	5600
L.P.G. Resources Canada Inc.	0	100	1 792	0
M-P. Oils Ltd	69 567	63 600	8 583	700
Mobil Oil Canada	71 632	53 300	69 060	29 900
NGL Supply (1985) Ltd.	29 730	79 100	13 846	5 000
Norcal Gas Liquids Ltd.	0	6 200	N/A	N/A
PanCanadian Gas Products Ltd. (a)	154 575	121 500	106 931	102 000
Petro-Canada Hydrocarbons Inc.	567 560	427 300	353 794	264 200
Petrogas Marketing Ltd.	16 960	35 700	11 844	17 500
Petromont Inc.	31 404	38 400	3 861	0
Petrowest Petroleum Ltd.	45 047	25 200	17 980	12 000
Produits Shell Canada Limitée	184 987	167 500	158 966	210 600
Stittco Energy Ltd.	8 769	9 600	3 765	2 000
Suburban Gas, Inc.	0	3 100	N/A	N/A
Suncor Inc.	3 174	0	6 044	4 900
Texaco Canada Inc.	59 674	10 600	33 283	4 800
Texaco Producing Inc.	1 429	0	N/A	N/A
Unocal Canada Ltd.	2 104	1700	10 119	2 700
Westcan Energy Ltd.	21 639	0	N/A	N/A
TOTAL	**3 751 352**	**3 548 200**	**2 721 952**	**2 392 900**

a - Comprend les exportations nettes autorisées en vertu des licences.
s/o sans objet

Gaz

12. Quantités de gaz naturel dont l'exportation est autorisée (millions de mètres cubes)

Nouvelles licences délivrées et licences prorogées (a)	Quantité en 1988	Nombre d'années	Quantité en 1989	Nombre d'années	Quantité en 1990	Nombre d'années
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.			11 6,385	11		
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée			3,856	15		
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée et Consolidated Edison Company					4,778	14
B.C. Gas Inc.			184	3		
Canadian Hunter Explorations Ltd.	3,381	20				
CanStates Gas Marketing et Transco Energy Marketing Company					5,594	12
Canterra Energy Ltd.			2,099	14		
			2,246	15		
Dome Petroleum Limited			1,504	12		
Direct Energy Marketing Limited					936	16
Esso Ressources Canada Ltée. et Transco Energy Marketing Company					9,308	12
FSC Resources Ltd.					8,377	14
ICG Utilities (Ontario) Limited					3,150 (b)	15
Indeck Gas Supply Corporation					3,500	15
Norcen Energy Resources Limited			2,875	12		
North Canadian Oils Limited					2,138 (c)	10
Pan-Alberta Gas Ltd.	5 9,719 (d)	24				
Poco Petroleums Ltd.			5,559	11		
ProGas Limited			5,170 (c)	20	1 5,665 (c)	15
			2 3,315	6		
Ramarro Resources Inc.					926	15
Shell Canada Limitée			2,234 (e)	14	2,755	21
			2,250 (e)	15		
TransCanada PipeLines Limited	5,443 (c)	21				
Vector Energy Inc.					5,026	15
Westcoast Energy Inc.					2 3,228 (c)	15
Western Gas Marketing Limited			2,327	14	1 2,057	15
			2,327	15		
			6,307	7		

a - Basé sur la date d'approbation du Governeur en conseil.
b - Exportations autorisées à condition de réimportation.
c - Sans égard aux quantités supplémentaires.
d - Seuls 45,600 $10^6 m^3$ sont supplémentaires.
e - Du total de 4 484 $10^6 m^3$ autorisé aux termes de deux licences, 3 284 $10^6 m^3$ sont supplémentaires.

Électricité

1. Certificats et ordonnances à l'égard des lignes internationales de transport d'électricité délivrés en 1990

Aucun certificat ou ordonnance n'a été délivré.

Électricité

2. Ordonnances de modification concernant des lignes internationales de transport d'électricité délivrées en 1990

Demandeur	Ordonnance No	Date	Observations
Hydro-Québec	AO-1-EC-III-22	90-03-29	Un changement de conducteur en vue d'augmenter la capacité de transfert de la ligne.

Électricité

3. Licences d'exportation d'électricité délivrées en 1990

Demandeur	Licence No	Catégorie	Mégawatts	Gigawatts-heures par année	Période d'application du	Période d'application au	Audience commencée	Date de délivrance
Hydro-Québec	EL-179	Garantie	50	350	90-11-01	95-08-31	90-02-9	90-08-24
	EL-180	Garantie	200	1 402	95-09-01	15-10-31	90-02-9	90-08-24
	EL-181	Garantie	57	400	90-11-01	12-10-31	90-02-9	90-08-24
	EL-182	Garantie	58	406	92-05-01	12-10-31	90-02-9	90-08-24
	EL-183	Garantie	77	540	95-11-01	15-10-31	90-02-9	90-08-24
	EL-184	Garantie	58	406	96-11-01	20-10-31	90-02-9	90-08-24
	EL-185	Garantie	1 000	7 028	95-05-01	16-04-30	90-02-9	90-08-24

Électricité

4. Permis et ordonnances d'exportation d'électricité délivrées en 1990

4(a) Ordonnances délivrées conformément à l'article 7 du Règlement (Partie VI)

Demandeur	Ordonnance No	Catégorie	Kilowatts	Mégawatts-heures par année	Période d'application du	Période d'application au	Date de délivrance
Canadian Niagara Power Company Limited	ELO-274	Garantie	45 000	200 000	90-03-22	90-12-31	90-03-22
Ontario Hydro	ELO-273	Garantie	3 000	15 000	90-04-01	93-03-31	90-01-18

Électricité (Suite)

4(b) Permis délivrés conformément à la Loi sur l'ONÉ (modifiée 1 er juin 1990)

Demandeur	Ordonnance No	Catégorie	Kilowatts	Mégawatts-heures par année	Période d'application du	au	Date de délivrance
B.C. Hydro	EPE-02	Garantie	5 472	16 088	90-10-01	93-09-30	90-08-30
Canadian Niagara Power Company Limited	EPE-08	Garantie	45 000	200 000	91-01-01	90-10-31	90-12-20
Cominco Ltd.	EPE-09	Transit	-	50 000	91-01-01	93-12-31	90-12-20
	EPE-10	Garantie	-	250 000	91-01-01	93-12-31	90-12-20
	EPE-11	Interruptible	-	1 000 000	91-01-01	93-12-31	90-12-20
	EPE-12	Circuit bouclé	-	1 000 000	91-01-01	93-12-31	90-12-20
Fraser Inc.	EPE-07	Garantie	60 000	400 000	91-01-01	93-12-31	90-11-29
Hydro-Québec	EPE-04	Garantie	240	480	90-11-01	95-10-31	90-10-17
	EPE-05	Garantie	240	480	90-11-01	95-10-31	90-10-17
	EPE-06	Garantie	40	80	90-11-01	95-10-31	90-10-17
Énergie Nouveau Brunswick	EPE-01	Garantie	7 000	22 128	90-08-01	90-10-31	90-07-30
	EPE-03	Transit	3 400	10 000	90-10-01	91-01-31	90-09-27
West Kootenay Power and Light Company Limited	EPE-13	Garantie	50	50	91-01-01	20-12-31	90-12-20

4(c) Ordonnances de modification relatives aux licences ou ordonnances d'exportation

Demandeur	Ordonnance No	Date de délivrance	Observations
British Columbia Hydro and Power Authority	AO-4-EL-162	90-09-13	Modification de la durée de la licence.
	AO-2-EL-163	90-09-13	Modification de la durée de la licence.
	AO-1-EL-164	90-09-13	Modification de la durée de la licence.
Hydro-Québec	AO-2-EL-154	90-09-13	Autorisation d'acheminer des exportations au moyen de toute ligne internationale autorisée par l'Office.
Énergie Nouveau Brunswick	AO-2-EL-137	90-10-01	Modification de la durée de la licence.
	AO-2-EL-139	90-10-01	Modification de la durée de la licence.
	AO-9-EL-140	90-10-01	Modification de la durée de la licence.
	AO-2-EL-141	90-10-01	Modification de la durée de la licence.
	AO-2-EL-143	90-10-01	Modification de la durée de la licence.
	AO-1-EL-144	90-10-01	Modification de la durée de la licence.
	AO-2-EL-145	90-10-01	Modification de la durée de la licence.

Électricité

5. Exportations 1990 (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(s)	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
Énergie Nouveau-Brunswick	EL-137	876 000	--	837 686	--	- 7 361	44 880 709	--
	EL-138	876 000	--	837 686	--	- 7 361	49 266 455	--
	EL-139	92 000	--	54 230	--	- 2 939	3 398 143	--
	EL-140	--	6 482 400(b)	--	1 618 012	- 13 088	--	60 413 024
	EL-141	1 226 400	--	--	--	65 291	--	--
	EL-142	140 000	--	--	--	--	--	--
	EL-143	--	300 000	--	160 223	35 613	--	6 981 783
	EL-144	250 000	--	--	--	17 894	--	--
	EL-145	--	179 000	--	10 178	- 235	--	358 045
	EL-150	1 138 000	--	209 421	--	- 1 840	12 316 601	--
	ELO-228	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-244	--	--	--	--	--	--	--
	à ELO-246	445	--	277	--	--	24 366	--
	EPE-01 *	22 128	--	337	--	--	59 679	--
	EPE-03	10 000	--		--	5 208	--	--
Fraser Inc.	ELO-214 *	400 000	--	312 615	--	--	17 550 658	--
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-177	200 000	--	144 715	--	--	3 392 681	--
TOTAL				**2 396 967**	**1 788 413**	**91 182**	**130 889 293**	**67 752 852**

Électricité

5. (suite) Exportations 1990 (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
QUÉBEC								
Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	--	3 000 000	--	--	99 453 363	--
	EL-151	--	11 000 000	--	--	--	--	--
	EL-152	--	23 564 000(c)	--	68 247	--	--	1 592 838
	EL-153	--	23 564 000(c)	--	124 190	-1 695 124	--	6 182 049
	EL-154	11 220 000	--	2 644	--	--	136 969	--
	EL-156	25 000	--	--	--	--	--	--
	EL-165	--	3 000 000	--	--	36 787	--	--
	EL-166	--	4 000 000	--	--	--	--	--
	EL-167	--	6 920 000(d)	--	220 115	- 32 969	--	5 329 044
	EL-168	1 314 000	--	955 275	--	--	40 606 129	--
	EL-169	--	1 752 000(e)	--	389	- 3 070	--	18 278
	EL-171 *	230 600	--	85 636	--	--	4 310 587	--
	EL-172 *	657 000(f)	--	--	--	--	--	--
	EL-175 *	438 000	--	346 878	--	--	8 099 899	--
	EL-179	350000	--	29 436	--	--	1 378 639	--
	EL-181	400000	--	45 626	--	--	2 233 199	--
	ELO-223	--	946 000(g)	--	66	--	--	27 946
	ELO-224	400 000	--	--	--	--	--	--
	EPE-04	--	--	--	--	--	--	--
	à EPE-06	--	--	--	--	--	--	--
	et ELO-230	--	--	--	--	--	--	--
	à ELO-237	3 595	--	1 297	--	--	81 434	--
	ELO-254 *	51 300	--	11 902	--	--	1 378 304	--
	ELO-255	400 000	--	205 916	--	--	9 185 194	--
TOTAL				**4 684 610**	**413 007**	**-1 694 376**	**166 863 717**	**13 150 155**

Électricité

5. (suite) Exportations 1990 (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
ONTARIO								
Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-265	--	175 000	--	88	--	--	4 303
Canadian Niagara Power Company Limited	ELO-269	--	250 000	--	--	187 863	--	--
	ELO-270	--	200 000	--	14 786	12 373	--	495 604
	ELO-274	200 000	--	140 558	--	--	4 253 276	--
The Canadian Transit Company	ELO-239	25	--	24	--	--	--	--
Cornwall Electric	ELO- 267	--	30 000	--	7 956	--	--	211 074
	ELO- 268	--	30 000	--	--	--	--	--
The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-252	2 000	--	1 341	--	--	--	--
Ontario Hydro	EL-134	--	10 000 000	--	--	1 064 059	--	--
	EL-135	10 500 000	--	87 427	--	--	4 979 917	--
	EL-136	--	25 000 000(h)	--	485 063	47 978	--	15 109 525
	ELO-238	--	--	--	--	--	--	--
et	ELO-273	15 200	--	954	--	--	3 519	--
TOTAL				**230 304**	**507 893**	**1 312 273**	**9 236 712**	**15 820 506**
MANITOBA								
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba	EL-97	--	1 800 000	--	870 343	--	--	9 793 588
	EL-98	876 000	--	115 544	--	--	5 243 555	--
	EL-99	262 800	--	143 685	--	--	2 407 891	--
	EL-100	800 000	--	--	--	--	--	--
	EL-101	2 500 000	--	--	--	--	--	--
	EL-102	249 000	--	--	--	--	--	--
	EL-103	--	12 000 000(i)	--	800 346	117 242	--	16 324 239
	ELO-241	--						
et	ELO-260	7 899	--	2 565	--	--	122 775	--
TOTAL				**261 794**	**1 670 689**	**117 242**	**7 774 221**	**26 117 827**

Électricité

5. (suite) Exportations 1990 (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
SASKATCHEWAN								
Saskatchewan	EL-118	438 000(j)	--	--	--	29 025	--	--
Power Corporation	EL-119	--	876 000(k)	--	59 586	33 223	--	744 807
	EL-120	876 000(k)	--	--	--	--	--	--
TOTAL				--	59 586	62 248	--	744 807
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
British Columbia	EL-162	6 000 000	--	1 108 707	--	--	30 933 832	--
Hydro and Power	EL-163	--	15 000 000(l)	--	2 785 254	754 524	--	65 429 263
Authority	EL-164	--	3 000 000	--	--	655 720	--	--
	ELO-251	--	--	--	--	--	--	--
et	ELO-225 *	17 100	--	12 731	--	--	568 341	--
	EPE-02	15 164	--	5 486	--	--	245 867	--
	(m)	--	--	--	--	334 120	--	--
Cominco Ltd.	ELO-216 *	50 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-217 *	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-218 *	--	1 000 000	--	568 736	2 575	--	11 131 843
	ELO-219 *	--	1 000 000	--	--	--	--	--
West Kootenay Power and Light Company, Limited	ELO-227 *	50	--	12	--	-	980	--
TOTAL				1 126 936	3 353 990	1 746 939	31 749 020	76 561 106
TOTAL CANADA(n)				8 700 610	7 793 578	1 635 508	346 512 962	200 147 253

a - Les échanges comprennent les débits imprévus et d'acheminement, les échanges d'équivalence, le stockage, les transferts d'ajustement, d'acheminement ou de transit pour lesquels normalement il n'y a pas de revenu associé.

b - Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 482,4 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences et ordonnances qui permettent l'exportation au moyen de la ligne autorisée par le certificat EC-III-8.

c - Le total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences qui permettent l'exportation au moyen des lignes autorisées par les certificats EC-III-15 et EC-10.

d - Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 920 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences qui permettent l'exportation au moyen de la ligne autorisée par le certificat EC-III-21.

e - Le total des exportations ne doit pas dépasser 1 752 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-168.

f - Le total des exportations ne doit pas dépasser 657 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-171 et des ordonnances ELO-223 et ELO-224.

g - Le total des exportations ne doit pas dépasser 946 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-171, EL-172, et de l'ordonnance ELO-224.

h - Le total des exportations ne doit pas dépasser 25 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-135.

i - Le total des exportations ne doit pas dépasser 12 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu des licences EL- 97, EL-98, EL-99, EL 100, EL-101 et EL-102.

j - Énergie à retourner.

k - Le total des exportations faites en vertu des licences EL-119 et EL-120 ne doit pas dépasser 876 GW.h.

l - Le total des exportations ne doit pas dépasser 15 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-162.

m - Énergie exportée conformément au traité Skagit River Valley lequel ne relève pas de l'Office.

n - Ne comprend pas les 6 159 977 dollars provenant des frais de transit, de transport, de location de groupes électrogènes et de transfert de stockage.

* Expirée en 1990.

Électricité

6. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par province, gigawatts-heures)

PROVINCE	RÉGION / ÉTAT	EXPORTATION (b)	IMPORTATION (c)	EXPORTATION NETTE (b) - (c)
Nouveau-Brunswick	Maine	2301	48	2253
	Massachusetts	1885	0	1885
Total - Nouveau-Brunswick		**4186**	**48**	**4138**
Québec	Vermont	1685	31	1654
	Nouvelle-Angleterre (d)	220	135	85
	New York	3193	2704	489
Total - Québec		**5098**	**2870**	**2228**
Ontario	Vermont	88	0	88
	New York	610	386	224
	Michigan	39	10957	-10918
	Minnesota	0	169	-169
Total - Ontario		**737**	**11512**	**-10775**
Manitoba	Minnesota	1742	846	896
	Dakota du Nord	190	194	-4
Total - Manitoba		**1932**	**1040**	**892**
Saskatchewan	Dakota du Nord	60	36	24
Alberta	Montana	0	3	-3
Colombie-Britannique	Montana	47	0	47
	Washington	280	34	246
	Oregon	853	0	853
	Californie	3192	0	3192
	Autres (e)	109	0	109
Total - Colombie-Britannique		**4481**	**34**	**4447**
TOTAL		**16494**	**15543**	**951**

Notes: (a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
(b) Ventes aux État-Unis.
(c) Achats des États Unis.
(d) Commerce avec le New England Power Pool - on ne peut pas déterminer avec précision la distribution par État.
(e) Comprennent l'Idaho, le Nevada et l' Alaska.

Électricité

7. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par région américaine / État , gigawatts-heures)

RÉGION / ÉTAT	PROVINCE	IMPORTATION (b)	EXPORTATION (c)	IMPORTATION NETTE (b) - (c)
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	2301	48	2253
Massachusetts	Nouveau-Brunswick	1885	0	1885
Vermont	Québec	1685	31	1654
	Ontario	88	0	88
Nouvelle-Angleterre (d)	Québec	220	135	85
Total - Nouvelle-Angleterre		**6179**	**214**	**5965**
		0	0	
New York	Québec	3193	2704	489
	Ontario	610	386	224
Total - New York		**3803**	**3090**	**713**
		0	0	
Michigan	Ontario	39	10957	-10918
		0	0	
Midwest		0	0	
Minnesota	Ontario	0	169	-169
	Manitoba	1742	846	896
Dakota du Nord	Manitoba	190	194	-4
	Saskatchewan	60	36	24
Total - Midwest		**1992**	**1245**	**747**
		0	0	
Ouest		0	0	
Montana	Alberta	0	3	-3
	Colombie-Britannique	47	0	47
Washington	Colombie-Britannique	280	34	246
Oregon	Colombie-Britannique	853	0	853
Californie	Colombie-Britannique	3192	0	3192
Autres (e)	Colombie-Britannique	109	0	109
Total - Ouest		**4481**	**37**	**4444**
		0	0	
TOTAL		**16494**	**15543**	**951**

Notes: (a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
(b) Achats du Canada.
(c) Ventes au Canada.
(d) Commerce avec le New England Power Pool - on ne peut pas déterminer avec précision la distribution par État.
(e) Comprennent l'Idaho, le Nevada et l' Alaska.

Réglementation financière

1. Renseignements financiers - Sociétés d'oléoduc du groupe 1

(a)

(b)	Cochin		Interprovincial		IPL(NW)		Trans Mountain		Trans-Nord		
1990	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	11,6	37,4	77,3	25,3	40,3	55,4	18,1	23,6	4,0	15,4	151,3
Amortissement	5,2	16,8	40,4	13,2	14,6	20,1	7,5	9,8	2,1	8,1	69,8
Exploitation et entretien	12,9	41,6	134,1	43,9	5,8	8,0	29,0	37,9	16,5	63,5	198,3
Taxes	1,3	4,2	53,5	17,5	12,0	16,5	22,0	28,7	3,4	13,1	92,2
Total	31,0	100,0	305,3	100,0	72,7	100,0	76,6	100,0	26,0	100,0	511,6
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (d)	s/o	384,0	60,1	201,2	69,5	77,1	50,0	17,1	44,9	679,4
Actions privilégiées	s/o (d)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Actions ordinaires	s/o (d)	s/o	254,8	39,9	88,4	30,5	77,0	50,0	21,0	55,1	441,2
Total	45,3	100,0	638,8	100,0	289,6	100,0	154,1	100,0	38,1	100,0	1 165,9
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)(e)	s/o	33,8	13,25	14,1	16,00	10,8	14,00	2,9	13,75	
Réel	11,6 (f)	25,50	36,6	14,37	14,1	16,00	9,9	12,80	2,1	9,97	

1989	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	11,7	38,4	67,8	24,9	42,4	58,1	13,8	21,9	5,0	18,9	140,7
Amortissement	5,2	17,0	37,6	13,8	14,6	20,0	4,7	7,4	2,0	7,5	64,1
Exploitation et entretien	12,3	40,3	124,6	45,7	5,0	6,8	25,3	40,1	15,5	58,5	182,7
Taxes	1,3	4,3	42,4	15,6	11,0	15,1	19,3	30,6	4,0	15,1	78,0
Total	30,5	100,0	272,4	100,0	73,0	100,0	63,1	100,0	26,5	100,0	465,5
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (d)	s/o	380,9	61,1	216,0	70,9	48,2	50,0	17,6	48,3	662,7
Actions privilégiées	s/o (d)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Actions ordinaires	s/o (d)	s/o	242,8	38,9	88,8	29,1	48,2	50,0	20,4	53,7	400,2
Total	48,4	100,0	623,7	100,0	304,8	100,0	96,4	100,0	38,0	100,0	1 111,3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)(e)	s/o	32,2	13,25	14,2	16,00	6,7	14,00	2,8	13,75	
Réel	11,7 (f)	24,22	26,0	11,52	14,2	16,00	8,5	17,70	2,9	14,22	

a - D'après des estimations préliminaires.

b - Le nom complet des sociétés est indiqué à la rubrique Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie.

c - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.

d - Sans objet puisque la société est financée à titre d'entreprise en coparticipation.

e - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.

f - Avant intérêt et impôt sur le revenu.

Réglementation financière

2. Renseignements financiers - Sociétés de gazoduc du groupe 1

(a)

(b)	Alberta Natural Gas		Foothills		TQM		TransCanada		Westcoast		
1990	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	2,6	9,2	76,4	46,6	47,6	68,6	365,5	37,5	95,4	32,8	587,5
Amortissement	1,2	4,2	18,5	11,3	13,1	18,9	118,2	12,1	30,8	10,6	181,8
Exploitation et entretien	22,0	77,7	41,2	25,1	6,4	9,2	363,7	37,3	101,1	34,7	534,4
Taxes	2,5	8,8	27,9	17,0	2,3	3,3	128,0	13,1	63,9	21,9	224,6
Total	28,3	100,0	164,0	100,0	69,4	100,0	975,4	100,0	291,2	100,0	1 528,3
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	12,9	65,2	398,4	69,4	267,8	75,0	1 798,6	59,7	506,4	61,0	2 984,1
Actions privilégiées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	309,6	10,3	33,2	4,0	342,8
Actions ordinaires	6,9	34,8	176,0	30,6	89,3	25,0	903,5	30,0	290,5	35,0	1466,2
Total	19,8	100,0	574,4	100,0	357,1	100,0	3 011,7	100,0	830,1	100,0	4 793,1
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)	s/o	25,1	14,25	12,3	13,75	119,7	13,25	39,9	13,75	
Réel	1,0	12,17	25,1	14,25	13,3	14,87	120,6	13,35	38,0	13,07	

1989	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	2,3	8,3	76,1	44,0	49,4	69,9	321,6	34,3	92,7	33,9	542,1
Amortissement	1,8	6,5	30,6	17,7	13,1	18,5	100,9	10,8	28,7	10,5	175,1
Exploitation et entretien	21,0	75,5	40,6	23,5	6,1	8,6	391,7	41,8	90,0	33,0	549,4
Taxes	2,7	9,7	25,8	14,9	2,1	3,0	124,0	13,2	61,7	22,6	216,3
Total	27,8	100,0	173,1	100,0	70,7	100,0	938,2	100,0	273,1	100,0	1 482,9
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	10,8	65,1	414,9	71,1	277,0	75,0	1 438,5	57,4	477,3	60,7	2 618,5
Actions privilégiées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	314,9	12,6	33,7	4,3	348,6
Actions ordinaires	5,8	34,9	168,5	28,9	92,4	25,0	751,4	30,0	275,1	35,0	1293,2
Total	16,6	100,0	583,4	100,0	369,4	100,0	2 504,8	100,0	786,1	100,0	4 260,3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)	s/o	24,0	14,25	12,7	13,75	108,3	13,75	37,8	13,75	
Réel	1,1	18,41	24,0	14,25	13,7	14,79	109,7	14,60	36,1	13,86	

a - D'après des estimations préliminaires.

b - Le nom complet des sociétés est indiqué à la rubrique Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie.

c - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.

d - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.

Personnel cadre de l'Office

Bureau du directeur exécutif
Robin D. Glass, directeur exécutif

Direction des finances et de l'administration
Jim Klotz, directeur par intérim
Direction de la technologie informatique
Don Emmens, directeur
Direction du personnel
Jim Thompson, directeur
Direction de la planification et de la révision
Claire M.M. Scott, directrice

Direction générale de la réglementation énergétique
Peter L. Miles, directeur général

Direction de l'économique
Mark D. Segal, directeur
Direction de l'électricité
Alex M. Karas, directeur
Direction des approvisionnements énergétiques
David Collyer, directeur
Direction du pétrole et du gaz
Ross M. White, directeur

Direction générale de la réglementation des pipelines
Ed L.M. Gordon, directeur général

Direction de l'environnement
Peter A. Carr, directeur
Direction de la réglementation financière
Henry K. Pau, directeur
Direction du génie pipelinier
Gaétan Caron, directeur

Direction du contentieux
Jean Morel, conseiller juridique par intérim

Bureau de la Secrétaire
Marie Tobin, Secrétaire